FUTURE TRANSPORTATION FUELS

SYNTHETIC FUELS

Canada

87-06331/

FUTURE TRANSPORTATION FUELS

SYNTHETIC FUELS

TABLE OF CONTENTS

Introduction	3
What Are Synthetic Fuels?	4
Synthetic Fuels from the Oil Sands	7
Refining of Synthetic Crude Oil	14
Heavy Oil	16
Liquid Fuels from Coal — A Future Option	21
Gasoline from Methanol	26
Emerging Synthetic Fuel Technologies	27
The Future Role of Synthetic Fuels in Meeting Canada's Energy Needs	28
Glossary	31

© Minister of Supply and Services Canada 1987
Cat. No. M27-74/5-1987E
ISBN 0-662-15490-8

SYNTHETIC FUELS

INTRODUCTION

Canada, in common with most other countries, has begun searching for alternative ways to obtain energy. One alternative is to develop ways of producing synthetic crude oil from other resources.

The most promising of these resources are western Canada's oil sands and heavy oil reserves and the large coal deposits of British Columbia, Alberta and Nova Scotia. They are considered nonconventional liquid fuel feedstocks and require complex treatment before they can be used. This most often involves the production of an intermediate product that can then be refined into usable fuel. Natural gas, of which Canada possesses large resources, can also be converted into gasoline and diesel fuel.

The fuels ultimately produced from each of these processes are similar to those made from light crude oil. However, because of the extra processing steps needed and the different nature of the original resource, these products are called 'synthetic fuels'.

Today, Canada produces synthetic gasoline and diesel fuel from Alberta's oil sands. Facilities for making this fuel from heavy oils are also under development. Synthetic fuel production from coal is being researched; commercialization lies in the future. Canada does not yet produce gasoline and diesel from natural gas, although commercial production is beginning elsewhere in the world.

This booklet explains what synthetic fuels are and how they are produced, and describes the resources from which they are made.

WHAT ARE SYNTHETIC FUELS?

Synthetic fuels can be made from naturally occurring deposits of hydrocarbon resources. Some of these resources, such as oil sands and coal, can be thought of as low-grade oil, which cannot be directly refined into transportation fuels and other oil products. Synthetic oil is an intermediate step in the process of making usable fuels from these resources. The raw resource is partly refined and upgraded into synthetic oil, which is in turn processed by oil refineries into fuel and other products.

To appreciate why synthetic oil is a necessary step in unlocking resources such as the oil sands, it is useful to explore the chemistry of oil. Oil is not a single substance but a mixture of many different petroleum compounds or hydrocarbons, as well as various other components such as sulphur. The oil refining process breaks crude oil into different parts or fractions and processes these to make the petroleum products we need.

The main characteristic that differentiates the various petroleum fractions is density. Fractions are heavy if they contain a higher proportion of carbon, and light if a higher proportion of hydrogen. Propane is an example of a low-density or light fraction and asphalt is a heavy fraction. The relative proportions of light and heavy fractions that naturally occur in a crude oil determine the grade of the crude. Different grades of crude oil have different densities:

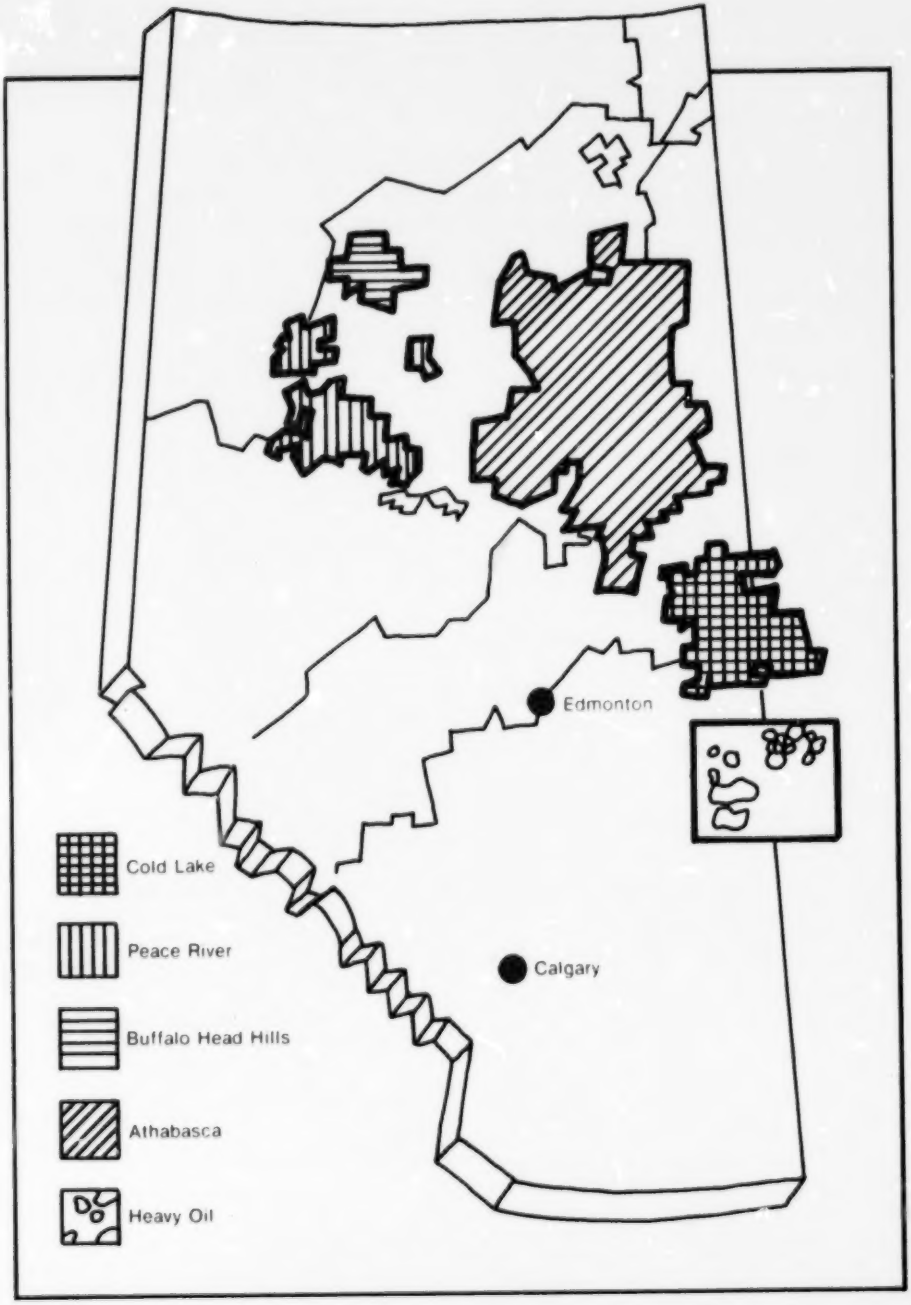
Grade	Mass (kg/m^3 at 15°C)
light to medium conventional crude oil	825–875
heavy oil	904–966
bitumen from Alberta oil sand	1000–1076

Heavy oils and bitumen from oil sands weigh more than conventional oils because they contain a much higher proportion of heavy fractions.

To produce petroleum products a refinery must chemically restructure many of the heavier hydrocarbons, splitting them apart, rearranging them, removing excess carbon or adding more hydrogen. However, conventional refineries cannot process synthetic fuel resources. These materials must first be made into synthetic crude oil, which can then be refined in much the same way as conventional light crude oil.

The resources used to produce synthetic oil differ in other ways from traditional light crude oil. Their extraction from beneath the ground is much more complex and expensive than that of conventional oil. Light and medium crude oils are usually extracted through a single borehole drilled into the oil-bearing reservoir, with surface pumping machinery, but surface mining of oil sands requires enormous excavation machinery and complex processes for stripping the tarlike bitumen, which is the actual petroleum resource, from the sand in situ. The production of heavy oil and in situ or underground bitumen also involves complex technology, as these oils are too thick for conventional pump recovery. Heavy oil recovery systems are based on thinning the oil while it is still in the ground by heating or diluting it.

What makes oil sands and heavy oil projects important is their growing role in meeting Canada's energy needs and the economic benefits that result from such large

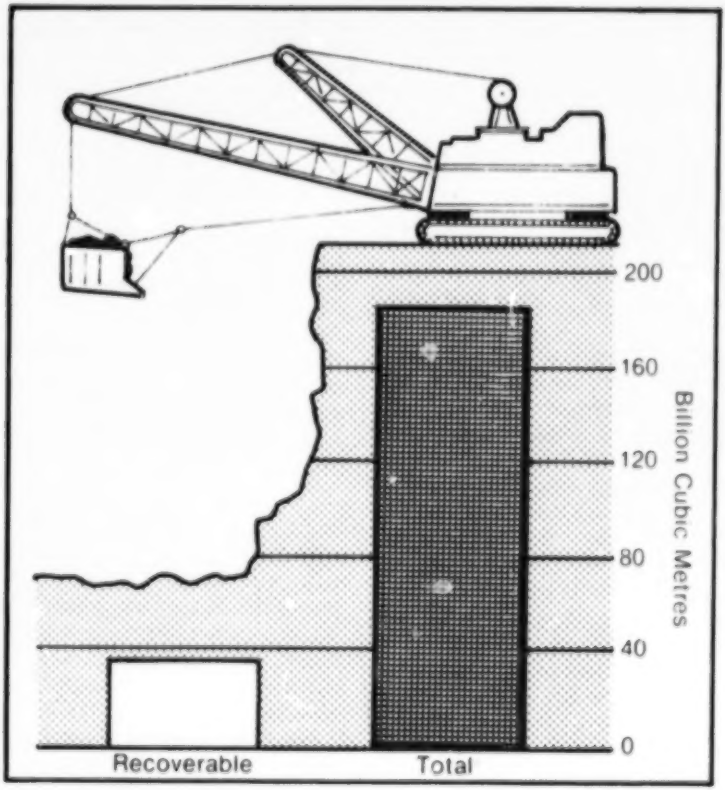


Canada's oil sands and heavy oil deposits are concentrated in Alberta and western Saskatchewan.

undertakings. For instance, in the early 1980s Alberta had remaining established conventional oil reserves of 720 million cubic metres, but its bitumen and heavy oil resources are sufficient to produce many times this volume of oil.

Synthetic oil from the Alberta oil sands already supplies about 5 per cent of Canada's total energy needs and more than 10 per cent of our oil requirements. As conventional oil stocks decline further, synthetic resources can help to meet more of Canada's petroleum needs. However, this conversion requires billions of dollars of investment in new extraction, production, upgrading and refining systems. Progress will take place slowly.

The processing of synthetic fuels from coal, although still at the research stage in Canada, makes use of another alternative resource in addition to oil sands and heavy oil. Processes that convert natural gas to gasoline and diesel fuel, which have been developed and are being used in other nations, offer another synthetic fuel option.



Only about one fifth of the oil in Canada's vast oil sands deposits is likely to be recovered, when and if the necessary technology is developed. About 5 billion cubic metres are potentially recoverable by mining of near-surface sands and 32 billion cubic metres are believed to be recoverable from deeply-buried deposits by in situ methods. Even this small fraction is enough to meet our oil needs for centuries, if it can be economically produced.

SYNTHETIC FUELS FROM THE OIL SANDS

Canada possesses the world's largest known oil sands deposits, located in three major areas in Alberta.

The western oil sands deposits are estimated to contain more than 180 billion cubic metres of raw bitumen. The sands containing this resource vary in thickness and in the depth at which they are found. Sands in the Athabasca deposits, where production is now taking place, occur at the surface in some areas but the bulk of the deposit is covered by more than 150 m of overburden. It is estimated that the Athabasca region contains about 127 billion cubic metres of bitumen, of which only about 10 per cent is amenable to open pit mining.

Surface mining of oil sands is currently considered feasible if the ratio of waste to ore is 2:1 or less, but may become feasible for a higher waste-to-ore ratio if overburden removal costs decrease. At present, surface mining of deposits with more than 50 m of overburden is considered uneconomic. Extraction in areas of deep overburden (more than 150 m) should be possible using so-called in situ techniques which separate the bitumen and sand while they are still underground. Researchers are also experimenting with recovering bitumen from the oil sands between 50 m and 150 m below the surface.

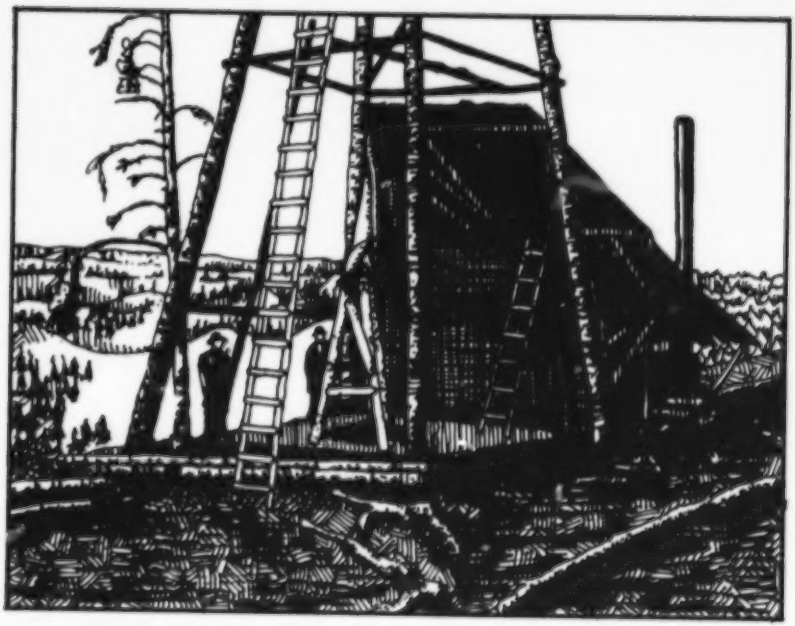
The History of the Oil Sands

Canada's oil sands were discovered along the banks of the Athabasca River by early explorers more than 200 years ago. The native people of this region had long made use of the sticky bitumen contained in the sand to seal canoes.

No real interest was taken in the oil sands until late in the last century, when the Geological Survey of Canada made drilling tests to assess the nature and extent of this resource. For many years, geologists incorrectly believed that the oil sands overlay a large petroleum reservoir. Beginning in the 1920s there were many attempts to find ways to use these deposits. Interest centred initially on using the raw oil sand for paving roads, but later switched to finding a method of extracting bitumen from the sand and producing oil.

Over the years various companies attempted to develop new extraction techniques, but none of these methods achieved any measure of success. All proved to be too energy-consuming or were plagued by excess wear and tear on the machinery from the abrasiveness of the sand. Commercial interest in the oil sands waned when southern Alberta oil fields began to yield large quantities of conventional light crude oil in 1947, although government researchers continued to look for ways to develop the resource.

Twenty years later, when it became evident that conventional oil reserves were declining, large-scale commercial interest in the oil sands revived. In the 1960s the Great Canadian Oil Sands Company, now Suncor Inc., was formed. The Suncor plant, 38 km north of Fort McMurray, Alberta, commenced operation in 1967 and now produces an average of about 8000 m^3/d of synthetic crude oil. In 1978, Syncrude Canada Ltd. began operating a 20 500 m^3/d plant a few kilometres from the Suncor location.



In the early years of this century, wells such as the one pictured were drilled in the Athabasca oil sands in the hope of finding petroleum underneath.

Oil Sands Mining Techniques

The Suncor and Syncrude plants extract oil sand from surface mines in areas of shallow overburden. This 'stripmining' process is difficult and expensive. For each 8000 m^3 of oil produced, anywhere from 46 000 m^3 to 66 000 m^3 of overburden must be removed, 100 000 t of oil sand mined and the remaining sand wastes disposed of. The daily volume of overburden that has to be removed in this process can be large enough to form a pile 46 m square and 15 storeys high. The amount of oil sand mined daily is equal to the weight of 30 000 city buses.

Mining of oil sands begins with preparation of the ground. Parts of the mining area are covered by up to 6 m of muskeg, a wet mass of decayed vegetation. To reach the oil sands the muskeg must be drained; the remaining vegetation must then be removed, preferably during the winter while it is frozen.

At the Suncor plant, oil sands are mined using continuous bucket-wheel excavators. These giant machines stand 34 m high and are 60 m long. Each one weighs nearly 1500 t. A digging wheel 9 m in diameter is ringed with buckets equipped with huge teeth weighing 46 kg each. Each bucket scoops out more than a cubic metre of oil sand on each revolution. Two of these machines can mine 120 000 t of oil sand each day.

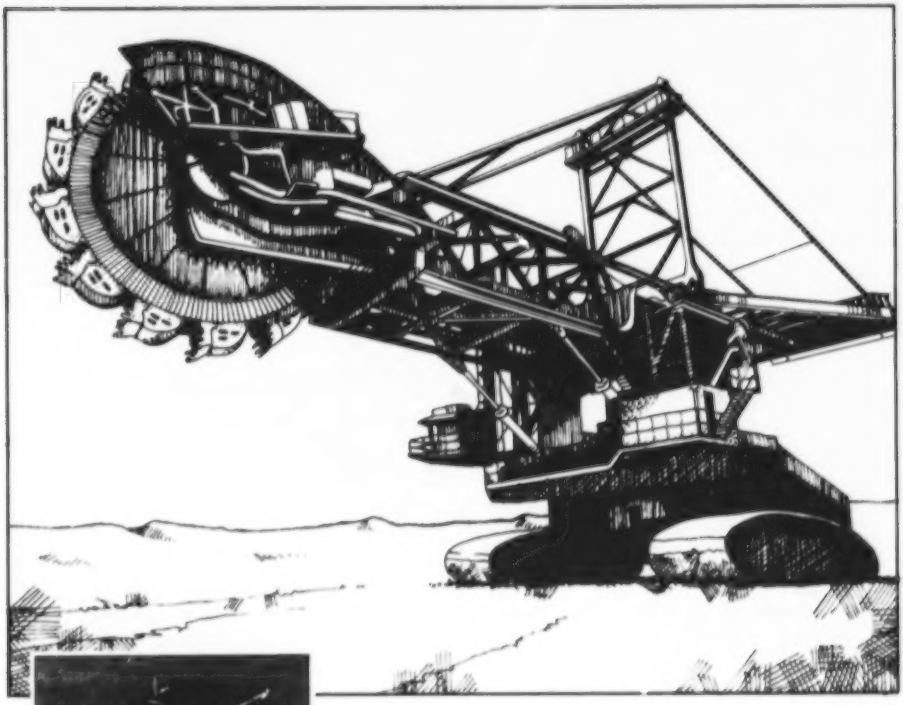
Mining the oil sands is a difficult and demanding process. Blasting may be required to loosen the sands to the point where strip mining is possible. The sand is highly abrasive, sticky in summer and rock-hard in winter, and can play havoc with equipment. During the first year of operation of the Suncor plant, the huge teeth of the bucket-wheel excavator wore out in hours, and other equipment such as bulldozers and trucks wore out in less than half their normal life spans.

Since the early years, redesigned equipment and high-strength materials have overcome many of the early difficulties, but at a cost. The Suncor plant lost money for the first eight years of operation.

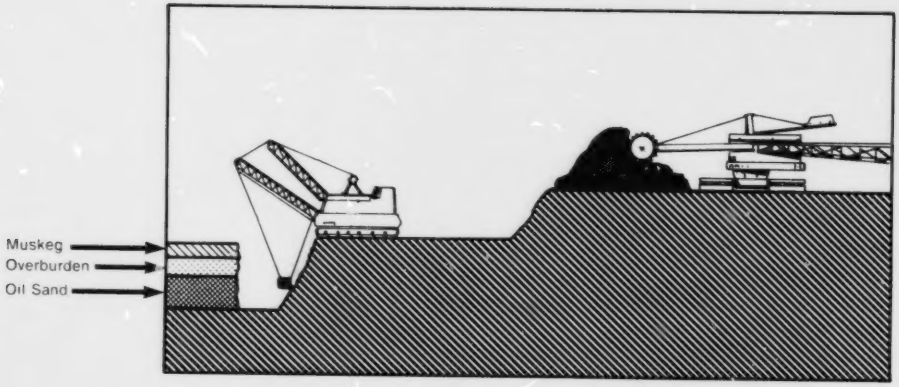
The Syncrude consortium developed Canada's second oil sands plant, also in the Fort McMurray area; the Syncrude operation is more than twice the size of the Suncor development. At Syncrude the oil sand is excavated by huge draglines. These machines, each weighing 6100 t, can excavate 60 m^3 of sand on each lift and repeat this cycle once per minute. The Syncrude plant uses four draglines, each powered by 21 000 kW electric motors. The boom that supports the dragline is longer than a football field and the entire machine moves on huge pods or feet which lift the machine and move it 2 m at each step.

At both plants the raw oil sand is moved to processing plants by high speed conveyor belts. At Suncor these conveyors stretch more than 12 km; Syncrude operates a system 18 km long. At both projects the conveyor system grows as mining exhausts oil sand deposits and moves further from the processing plant.

Giant bucket-wheel excavators stand as tall as a 10-storey building and can scoop out 60 000 t of oil sand in a day.



Massive draglines can mine more than 20 million tonnes of oil sand in a year.



Open pit mining of oil sands is a massive undertaking. The Syncrude mine, part of which is depicted here, is more than 4 km long, and upon completion will be 7 km wide and 60 m deep. Four giant draglines, which together can remove more than 83 million tonnes of material per year, mine the sands and pile them in windrows. Bucket excavators then transfer the sand to a conveyor belt which moves it more than 18 km to the processing plant. The plant can process 11 800 t of oil sand per hour, upgrading it to produce 20 500 m^3 of synthetic oil, 2300 t of coke and 1000 t of pure sulphur per day.

In Situ Bitumen Recovery

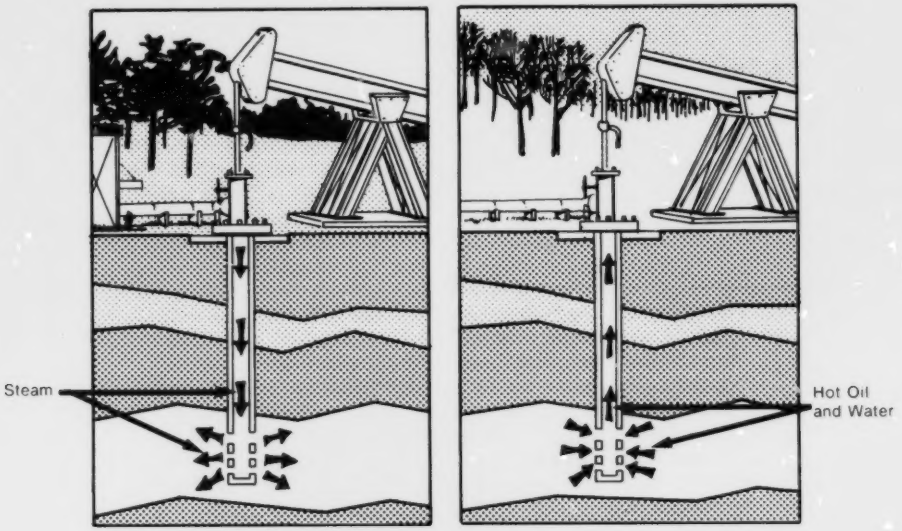
Although the strip mining approach is effective for shallow oil sands deposits, as the depth of overburden increases it becomes increasingly uneconomic. Only about 12 per cent of Canada's oil sands are recoverable using this method. In situ recovery is an alternative approach that can be used on the 77 per cent of the oil sands covered by 150 m or more of overburden. Many years of research into this technique have taken place in the Cold Lake deposits east of Edmonton.

In its natural state bitumen is too viscous to flow, resembling tar much more than oil. Conventional oil drilling techniques cannot be used to draw off bitumen. The major proposed in situ recovery technique involves heating the oil sands deep beneath the surface to the point at which bitumen becomes a pumpable liquid. This eliminates the need to process oil sand as in the Athabasca fields, but in situ recovery involves another set of challenges that are no less severe.

One method of in situ recovery begins with the injection of steam into the deep oil sand strata. Steam injection continues for up to a month, allowing heat to move through the oil sands and thin the bitumen. After injection, the flow through the well pipe is reversed and a mixture of heated bitumen, water and gas is drawn to the surface for three months or more until the bitumen will no longer flow. Then the cycle is repeated.

When the bitumen emerges at the surface it is mixed with water, forming an emulsion. Settling and chemical treatment separate the oil and water; clean water is reused while a small portion of contaminated water is disposed of through deep well injection. Natural gas in the bitumen is separated and provides some of the energy needed to generate injection steam.

Esso Resources Canada Limited has been developing a commercial-scale in situ recovery system in the Cold Lake region of Alberta.



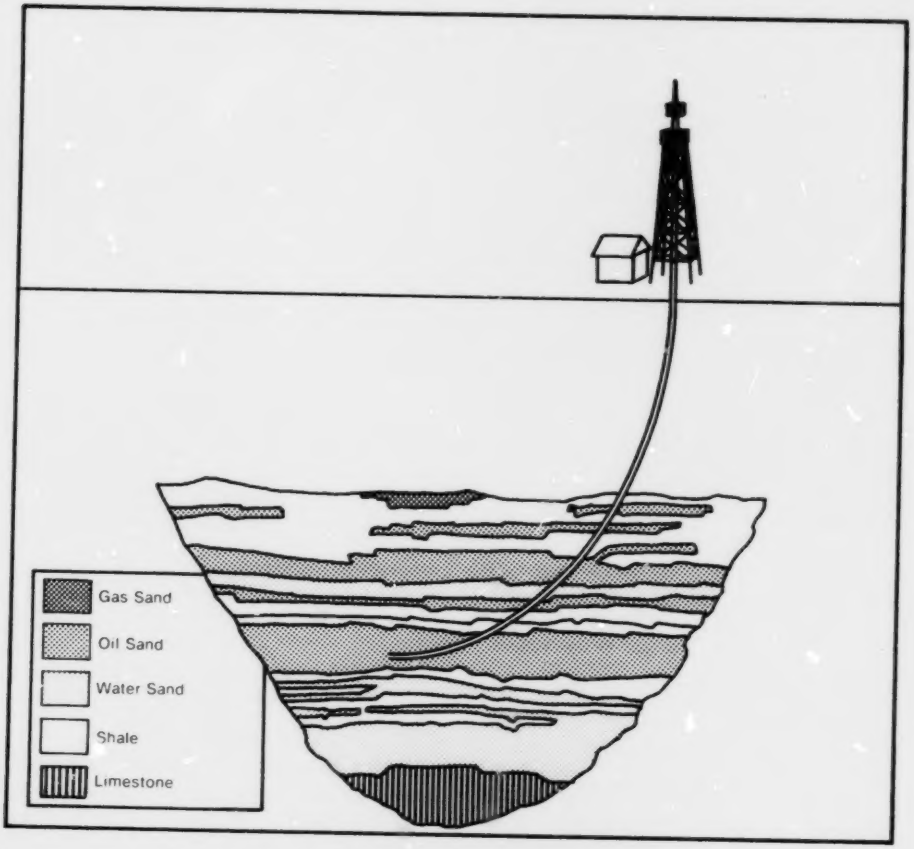
In the steam soak or 'huff and puff' method of steam injection shown here, steam is injected into the oil sands for about one month. Then the injection wells become production wells, bringing warm oil, water and gas to the surface.

The first four phases of this project will involve 460 wells drilled to a depth of 1500 m. Production will be 6000 m^3 of bitumen each day. It is estimated that over the twenty-five year life of the project an additional 1600 wells will have to be drilled to recover bitumen from the deeply buried oil sand.

The bitumen produced by the Cold Lake project is sent by pipeline to Edmonton for refining or sale. While bitumen is kept in a fluid state on site through heating, shipment by pipeline requires a different approach. Condensate, which is a mixture of light petroleum liquids extracted from natural gas, is used to dilute or thin the bitumen to the point where pipeline shipment is practical.

Another interesting aspect of the Cold Lake project is the use of experimental directional drilling techniques. As the accompanying illustration shows, directional drilling can produce a borehole that curves and even turns 90° from its original direction. There are two benefits to this technique, which has as yet been tried in only a few wells, but which appears to have great promise. Boreholes can pass through the oil sand deposit horizontally, so that a greater area can be drained. As well, because wells drilled from one location can be angled in many different directions, the amount of land area required for wellhead facilities is drastically reduced. A single well pad can have separate wells radiating outwards and draining a large area of the deposit.

Current in situ recovery from oil sands recovers only about 20 per cent of the bitumen contained in the deposit. The density of the oil sand formation and the thick nature of the bitumen are obstacles to more effective recovery. Ongoing research by the oil companies is aimed at improving this situation but, as in any area where new technology is needed, progress is gradual and development costs are high. Other in situ recovery



Esso has drilled a directional well which gradually turns a full 90 degrees from vertical to horizontal so that it intersects the oil sands like a water line beneath a city street.

techniques involve the use of injected solvents, steam flooding, fire flooding or underground combustion of bitumen to thin the resource. These techniques are similar to those outlined in the 'Heavy Oil' section of this book.

Extraction and Upgrading of Bitumen

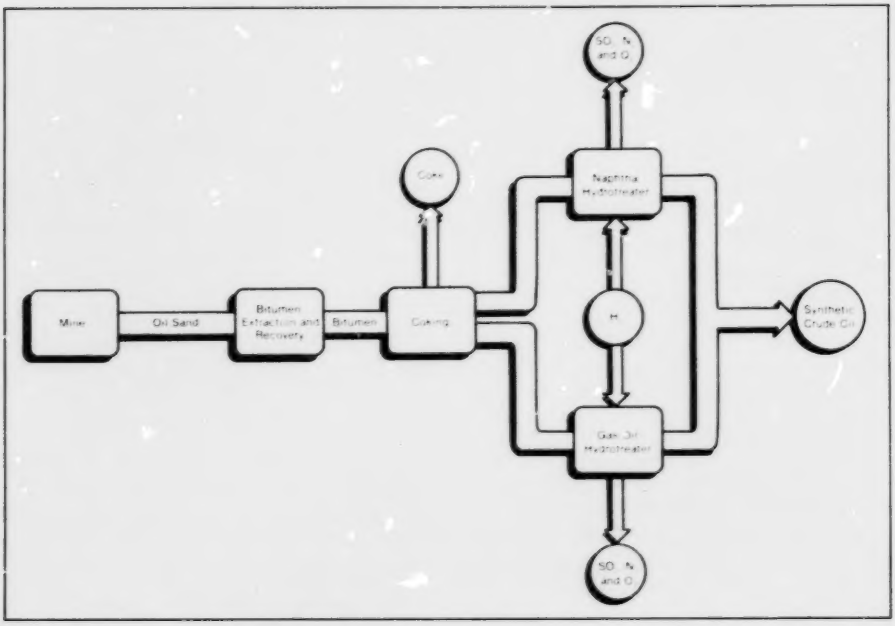
In surface mining operations the bitumen must first be separated from the sand, water and clay contained in the raw material. After transport to the processing plant by conveyor, the oil sand is subject to treatment by hot water, chemicals and steam to strip the bitumen from the sand. The bitumen is then thinned with a solvent and run through a centrifuge to remove water and clay particles. The resulting product, with the solvent removed and recycled, is then ready for upgrading into synthetic oil. In situ extraction produces a similar product and upgrading processes for both are similar.

Bitumen differs from conventional crude oil because of its overabundance of heavy, carbon-rich hydrocarbons. To produce synthetic oil these must be broken down to form lighter hydrocarbons and waste carbon (known as coke). This is accomplished by subjecting the bitumen to intense heat and pressure in a process called coking. As the heavy hydrocar-

bons are broken apart in this process, the lighter fractions which will form synthetic oil are drawn off as a vapour, then condensed and collected in a device called a fractionator. The resulting liquid then moves on to a second upgrading stage where sulphur and other impurities are removed. The final product, synthetic crude oil, is then ready for shipment to a refinery by pipeline.

Alternative processes for upgrading bitumen are also being developed. One system, the result of research at the federal government's Canada Centre for Mineral and Energy Technology (CANMET), involves hydrocracking — the addition of hydrogen to the bitumen under intense heat and pressure. This process increases the yield of synthetic oil by reducing the proportion of waste carbon.

The production of synthetic oil from oil sand is a complex procedure. First, the bitumen is extracted from the sand. Coking then breaks the bitumen into hydrocarbons, mainly coke, naphtha and gas oil. Coke solidifies, while naphtha and gas oil are drained off as vapours, then cooled and separated. Hydrotreating adds hydrogen to naphtha and gas oil, and removes sulphur, nitrogen and oxygen. After hydrotreating, gas oil and naphtha are blended to make synthetic crude oil.



REFINING OF SYNTHETIC CRUDE OIL

Synthetic oil is a light and 'sweet' (non-sulphur-bearing) crude with an appearance similar to that of conventional light oil. However, in chemical terms it is quite different and this affects the refining process.

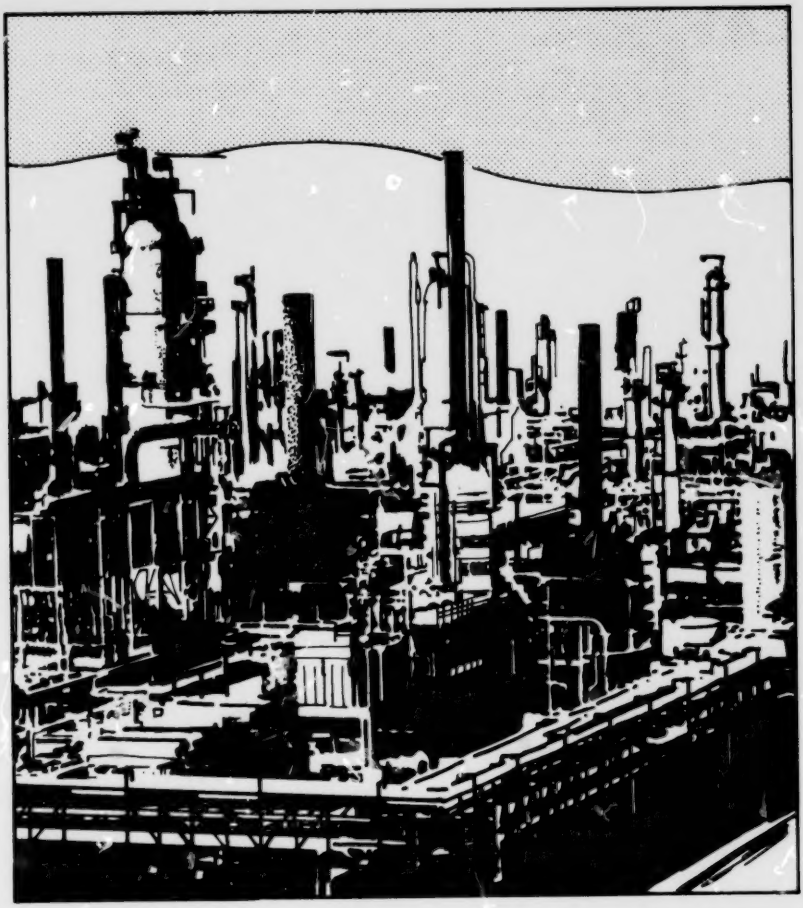
All crude oils are a mixture of different hydrocarbons or fractions, each of which has unique chemical characteristics and requires specific refining techniques in order to yield useful products. An oil refinery works by first separating crude oil into its various naturally occurring hydrocarbons, or fractions. The fractions that are not useful or occur in relative overabundance are changed into more useful hydrocarbons. This is accomplished by breaking large molecules into smaller ones, joining small molecules together to form larger ones or altering the structure of a molecule while leaving it the same size. Various fractions are then blended together to produce marketable fuels.

To work efficiently, the refining process must use all of its feedstock, produce little or no waste, and produce both the types and quantities of liquid fuel products needed in the marketplace. Although the mixture of fractions in synthetic crude produces an oil which is physically similar to conventional crude, there are a number of chemical differences in the hydrocarbons making up the two oils.

Most of Canada's oil refineries were built when conventional light crude oil was the major refinery feedstock, and they use processes suited to the characteristics of such oil. When a conventional refinery processes synthetic oil, this feedstock can be refined into the same proportions of products as conventional oil, but some of these products are not of the same quality. Synthetic oil yields large volumes of transportation fuels but the diesel fuel produced is of low quality. As a result, refiners increase the proportion of gasoline fractions produced from synthetic crude. This imbalance of product output can create problems for the refinery because the market requirements for liquid fuels are currently moving in the opposite direction; there is increasing demand for diesel while the gasoline market is gradually shrinking.

It is important for a refinery to keep its product output in balance with market requirements. Imbalances would create shortage problems and result in higher overall production costs. In order to handle synthetic oil in a conventional refinery without creating such problems, this feedstock is mixed with conventional oil prior to refining.

The reasons why synthetic oil is difficult to refine into diesel fuel relate both to the feedstock and to the refining processes used today. Diesel fuel must have certain properties in order to work properly. Diesel engines lack the spark ignition system used in gasoline-powered engines and rely upon the fuel to self-ignite due to the high compression and heat created in the engine cylinders during operation. As a result, diesel fuel must meet prescribed ignition standards which ensure that it will combust properly. The ignition characteristics of a diesel fuel are defined as its cetane number. The higher this number, the greater the fuel's capability to self-ignite in the engine.



Conventional oil produces adequate quantities of the range of hydrocarbon fractions needed to blend high quality diesel fuel. When these same fractions are produced from synthetic fuels, they have some undesirable chemical differences that result in a cetane number that is below acceptable standards. In general they lack the low self-ignition temperature required for diesel engine operation.

There are refining processes that can overcome this problem by reforming the undesirable hydrocarbons, but conventional refineries are not designed to use them. As a result, the level of diesel fuel production from synthetic oil is comparatively low.

This situation can be overcome by building new refineries and modifying existing plants. However, the expense involved in overhauling refineries is enormous and the oil companies can only proceed at a pace that is economically sensible.

Recently Shell Canada Limited completed construction of a new, modern refinery in Scotford, Alberta. The Scotford plant was designed specifically to process synthetic oil and is able to produce a balanced output of products. Diesel fuel produced at Scotford will help meet the demand for this fuel in western Canada, demonstrating that, with the right processing technology, Canada's synthetic oil can provide the same high quality fuels as conventional oil.

HEAVY OIL

Heavy oils are lighter than the bitumen contained in oil sands but still much heavier and more carbon-rich than conventional light crude oil. Heavy oils include a range of crudes. The lighter and more fluid of these can be recovered using conventional primary and secondary recovery techniques: surface-powered pumping and injection of water to maintain reservoir pressures.

However, the bulk of western Canadian heavy oils require more complex recovery techniques to recover more than 5 to 10 per cent of the original oil in place. These oils are very thick, exist in reservoirs similar to the oil sands rather than within rock and have very low underground pressures which make production difficult. The Lloydminster heavy oil deposits contain oil that is nearly as thick as the bitumen recovered from the oil sands.

The History of Heavy Oils

Production of heavy oil in western Canada began before World War I, but the thickness of the oil led to problems of extraction and transportation. Since the discovery of heavy oil deposits near Lloydminster in the 1930s, the industry has been seeking ways to get heavy oil out of the ground. In the past, drillers abandoned heavy oil wells because of difficulties in extraction, upgrading and transportation along pipelines. Even now, most heavy oil is used to produce asphalt for road paving, a use that does not require extensive processing.

Nonconventional Heavy Oil Recovery

The bulk of western Canadian heavy oil can only be recovered using complex production techniques. Similar to in situ extraction used for deeply buried oil sands, these nonconventional processes are called enhanced oil recovery or 'EOR' techniques.

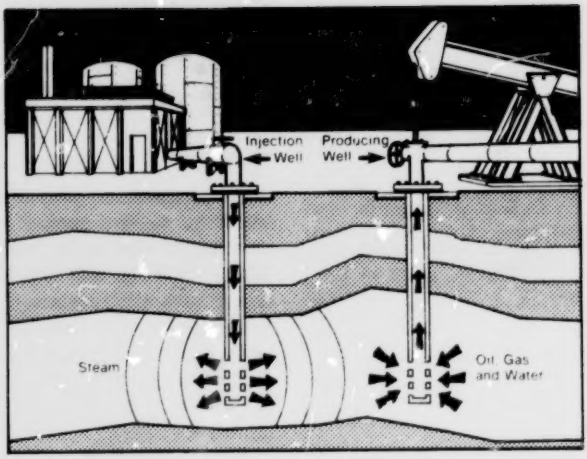
EOR processes for heavy oil have a common feature; they make the oil thinner and less viscous so pump recovery is practical. Most enhanced techniques involve heating the deposits in place, although chemical treatments that achieve the same effect are also under study. The major enhanced heavy oil recovery processes currently being developed include:

Cyclic Steam Injection

Cyclic steam injection is similar to the in situ recovery method described in the oil sands section of this booklet. High-pressure steam is injected, and heated oil removed, from the same borehole. Also called 'huff and puff', this approach has been tested successfully on a pilot scale throughout the heavy oil fields.

Continuous Steam Drive

As illustrated by the diagram, continuous steam drive uses a separate injection well to introduce steam into the oil-bearing formation. The heated oil is driven away from the injection well by a layer of heated water and recovered from adjacent production wells. This technique is suitable for thicker reservoirs where less heat is lost to surrounding rock strata. A continuous steam drive recovery system requires extensive surface piping and, like cyclic injection, uses large quantities of fresh water.

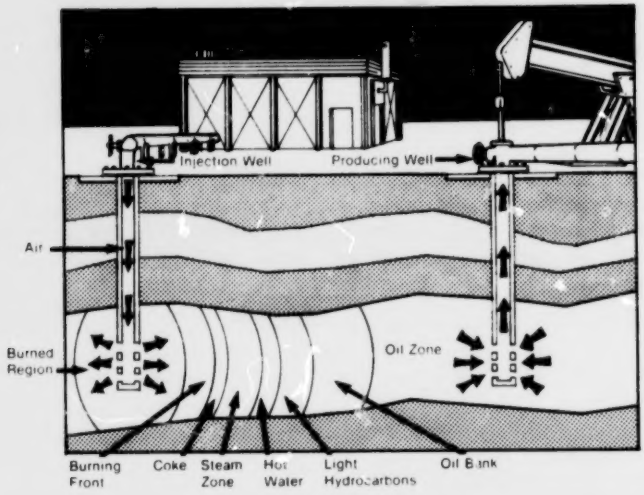


Continuous steam drive extraction of heavy oil.

Fire Flood

In another heat-based EOR technique, small amounts of the oil are burned in the reservoir to create heat. Fire flooding, as illustrated here, involves the injection of air into the formation to support the combustion of oil. The resulting heat creates steam and hot water zones that drive accumulated oil toward production wells. In a variation on this technique, called oxygen fire flooding, pure oxygen, rather than air, is injected into the reservoir. This reduces the required capacity of the injection system because a smaller quantity of injected gas is needed to support combustion.

Fire flood extraction.



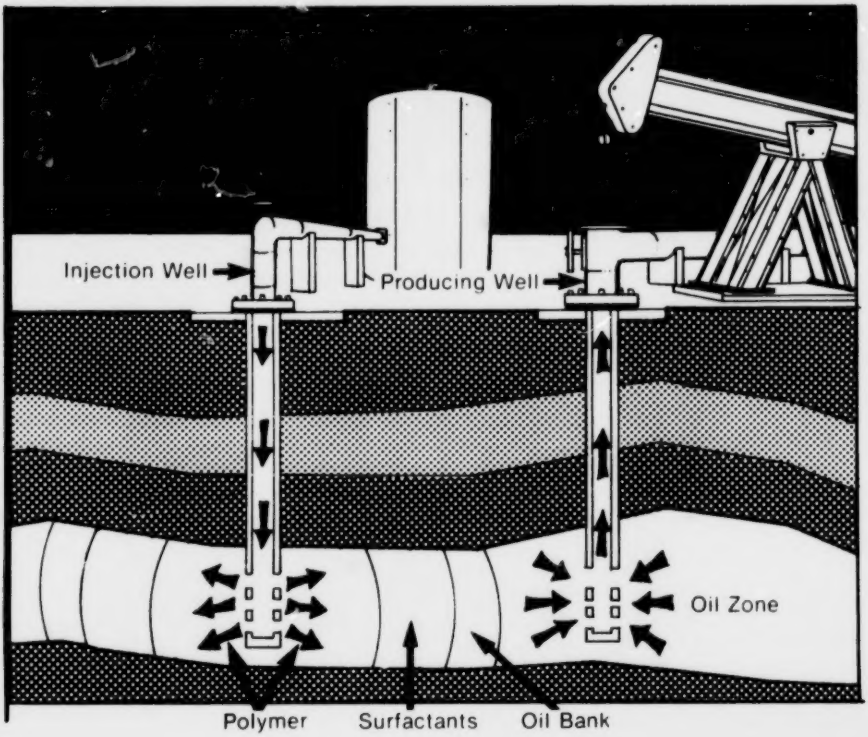
The extremely high temperatures reached in fire flooding can damage in-well equipment. Severe corrosion caused by combustion gases is also a problem. The chief benefit of fire flooding is that it requires less energy than steam injection, as heat is created where it is needed and combustion is fuelled by the oil itself.

Another effect of the fire flood technique is that, to a minor degree, some of the heavy oil undergoes a refining process within the reservoir. Coke, or residual carbon, is left behind and burned as fuel while lighter hydrocarbons move ahead of the fire. A negative aspect of fire flooding is that the process produces an oil-water mixture or emulsion that is difficult to separate. Improved emulsion-breaking techniques are under development to overcome this.

Alkaline-Polymer Flooding

This nonthermal process is based on a recovery pattern similar to the previous techniques. One of the problems with both steam injection and fire flooding is that water actually pushes the oil forward towards the production well. Because water is less viscous than heavy oil, the path that it follows may not yield the most efficient oil recovery. Depending on the characteris-

Alkaline-polymer flooding.



tics of the reserve, large areas in the oil-bearing zone may be bypassed as the water surges through more permeable regions.

Alkaline-polymer flooding involves the use of two injected materials, caustic soda and a thick polymer liquid. The soda reacts with the oil to form surfactants, materials similar to the grease-cutting agents in home detergents. These surfactants do to the reservoir what detergent does to a greasy frying pan — the heavy oil is stripped from surrounding rock or sand and can more freely move towards the production well.

The thick polymer substance pushes the resulting oil towards the production well. Because it is much thicker and heavier than water, the polymer is not prone to bypass denser areas and the amount of heavy oil recovered is higher than with thermal techniques. The drawback with alkaline-polymer flooding is the cost of the chemicals needed. This precludes the widespread use of this technique at present.

Solvent Recovery

Just as paint thinner can be used to make paint more fluid, solvents can be used to reduce the viscosity of heavy oil. Solvent injection into a heavy oil reservoir can thin the oil to a point where pump recovery is possible. Although this technique has undergone some testing, it is not yet considered to be viable because it requires enormous quantities of solvent, which is made from lighter and more valuable petroleum fractions. To be economical, a solvent recovery system would have to reclaim a large proportion of the injected solvent. Combined solvent-water injection has been proposed as one way to achieve this; the water would displace the solvent in the reservoir once heavy oil recovery was completed.

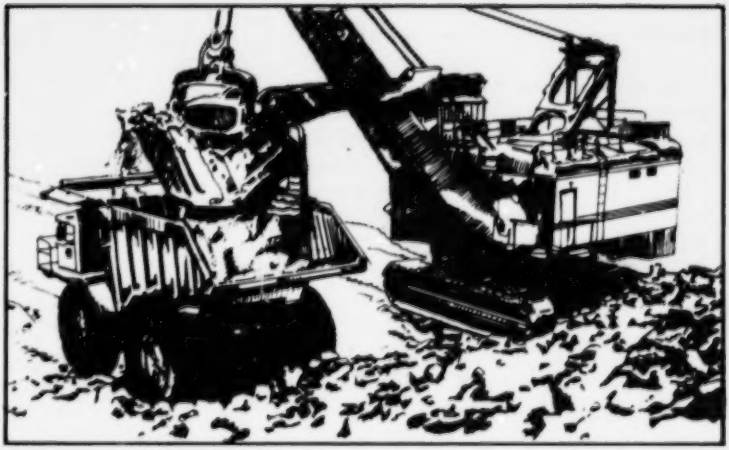
The Upgrading of Heavy Oil

Much of the western Canadian heavy oil that requires enhanced recovery techniques is too rich in carbon to be processed in existing refineries. As with oil sands bitumen, upgrading to synthetic oil is a necessary intermediate step. Until now, production of heavy oil has been so moderate that an upgrading facility was not justified. Most heavy oil did not require upgrading because it was used to make road asphalt. Also, upgrading facilities are expensive to build. The long-term price of oil and the relative value of light oil compared with heavy oil are uncertain, so that investors have not wanted to commit themselves to such a costly undertaking.

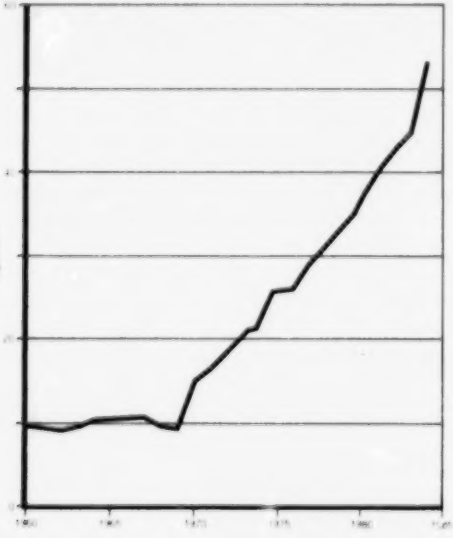
However, heavy oil is important to Canada's future energy security.

NewGrade Energy, a partnership of Federated Cooperatives and the Government of Saskatchewan, has begun work on an upgrader adjacent to the Consumers' Cooperative refinery in Regina. It would process 8000 m^3 a day of heavy oil, producing synthetic light crude oil for the Consumers' Cooperative refinery and for sale as a feedstock to other refiners. The Lloydminster area of Saskatchewan and Alberta, and Cold Lake, Alberta, further north, could provide production for another upgrader.

The synthetic oil produced from such upgrader projects could be made to meet a refiner's quality requirements. It would be as good as the synthetic crude oil produced in the existing oil sands plants, and likely better in some respects. The upgrading processes for synthetic crude oil and heavy oil would be similar, the major difference being in the preliminary steps of preparing the heavy oil or bitumen feedstock for the upgrading equipment.



Canadian coal production has increased rapidly.



LIQUID FUELS FROM COAL — A FUTURE OPTION

At the beginning of this century, coal was Canada's major energy source, providing more than 80 per cent of our needs. But coal's dominance was ended by the availability of cheap, portable oil and the development of internal combustion engines as the preferred power source for vehicles, railways and many marine applications, as well as by the development of safe, efficient oil-burning furnaces for homes and commercial buildings. The low point for coal consumption in Canada was in 1974, when it provided only 9.3 per cent of primary energy demand.

However, coal is once again becoming an important energy source and, as the accompanying graph shows, production of this resource is expanding rapidly. The bulk of this increased production is used directly as fuel for electrical generation and heavy industry, but there is renewed interest in finding economical methods for converting Canada's vast and relatively accessible reserves of coal to liquid fuel.

Coal has been used to produce other fuels for nearly two centuries. During the 1800s, coal was used to produce gaseous fuels that were used for lighting, heating and industrial processes until the introduction of less expensive natural gas.

The mass production of automobiles during the early part of this century stimulated interest in liquid fuel production from coal in countries lacking petroleum resources. The first commercial plant producing automotive fuel from coal opened in Germany in 1935.

The production of liquid fuels from coal was generally phased out following World War II due to the increased worldwide availability of inexpensive oil. The only country currently producing coal-based liquid fuel on a commercial scale is South Africa, which has abundant coal deposits but little oil.

In Canada, research is underway to develop more efficient coal-conversion technologies. In general, these efforts are focused on increasing the yield of synthetic oil per tonne of coal processed and lowering capital costs. Existing processes, including those currently used in South Africa, produce liquid fuels at a cost that is uneconomic within Canada's energy system.

How Liquid Fuels Are Produced from Coal

Before examining the technical side of producing liquid fuels from coal, it is worth outlining some of the broader economic aspects involved. Certainly adequacy of resources is not a problem — Canada's known deposits of coal are truly enormous. Our measured and indicated resources of immediate interest (coal deposits that have been discovered and partly delineated, although not all of which are producible at today's prices) total more than 60 billion tonnes. The energy content of these resources is equivalent to 460 times the energy in our current yearly consumption of crude oil. Furthermore, the mining of coal in Canada is a long-established industry which is internationally competitive with other major producers.

However, while Canada has the resources to make liquid fuels from coal, it has been easier and more economic to produce conventional oil. As our conventional light crude oil reserves are depleted, this economic picture

may change. Other alternatives, such as synthetic oil production from oil sands and heavy oil, were also considered uneconomic only a few decades ago. Although large-scale commercialization of liquid fuels from coal is unlikely in the near term, it remains an option for the long term.

There are three major technical approaches to producing liquid fuels from coal. All three confront the basic nature of coal and alter it to produce liquid fuels or fuel-refining feedstocks.

Coal is composed mainly of carbon, together with a significant amount of noncombustible material. To produce a liquid fuel, the hydrogen-to-carbon ratio must be increased. The three major methods of converting coal to liquids are:

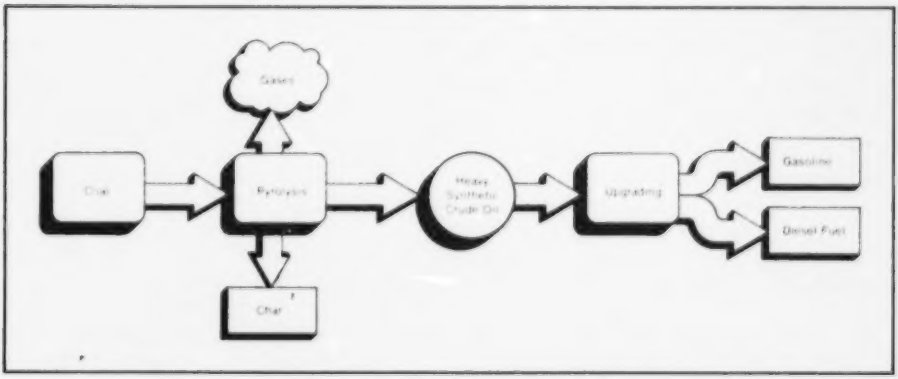
- pyrolysis, which uses heat to drive off volatile matter, the enclosed liquid portion of which can be refined into usable liquids leaving a carbon (coke) byproduct. Pyrolysis is essentially a process which removes carbon rather than adding hydrogen;
- indirect liquefaction, in which coal is first treated to produce carbon monoxide and hydrogen gases, which are then reacted in the presence of special catalysts to produce liquid fuel; and
- direct liquefaction, in which the coal structure is partially broken down with the addition of hydrogen using a coal-derived solvent.

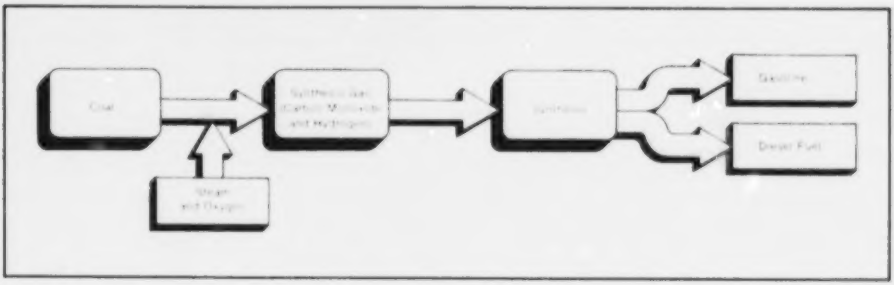
The first approach, pyrolysis, is the simplest. It yields char, a carbon-rich material, and heavy synthetic crude oil. Before the widespread use of natural gas this process was used to produce combustible gases by heating coal to high temperatures in the absence of air. Volatile gases, called town gas, were driven from the coal and used for lighting, heating and cooking. The main drawback with pyrolysis is the relatively low yield of liquids — about 175 litres per tonne of coal.

Indirect liquefaction is a two-step conversion process that first produces a gas mixture, which is then synthesized into liquids. Pioneered in Germany before World War II, this process is used at the only commercial coal conversion plant in the world, the SASOL (South African Coal, Oil and Gas Co.) complex in South Africa.

In this process, coal is reacted at high temperatures with steam and oxygen to produce a mixture of gases, principally carbon monoxide and hydrogen. The synthesis of these gases using a catalyst produces liquid fuels. During synthesis, the chemical bonds that were broken to produce gases must be partially reassembled. This makes the process inherently inefficient, although it has the advantage of being able to utilize a wide range of coal grades or even biomass and

Coal pyrolysis.





Indirect liquefaction of coal.

produces high quality liquids. Liquid yields from indirect liquefaction are higher than from pyrolysis, but the fuel produced is still extremely expensive.

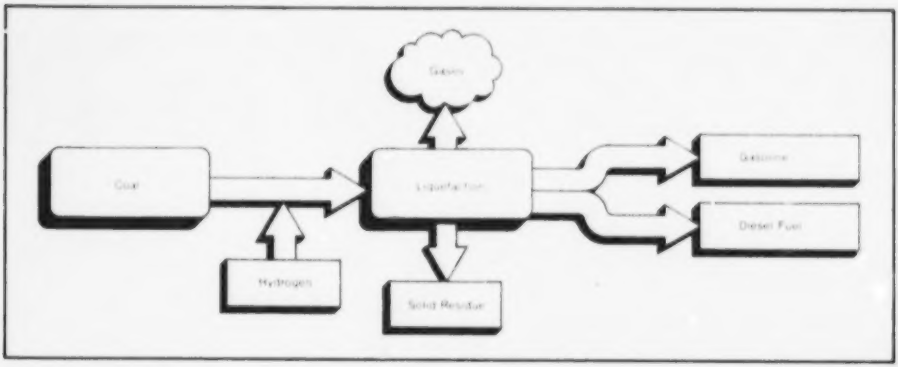
Direct liquefaction yields liquids directly from coal by the addition of hydrogen. Recently developed direct liquefaction or hydroliquefaction processes produce more liquid fuel with less carbon waste. Pulverized coal is reacted at high temperatures and pressures with additional hydrogen or hydrogen-rich solvents. Catalysts, materials that promote chemical reactions, are also used and the choice of catalyst determines, to some extent, the type of liquid produced. The drawback with this process is that the heavier hydrocarbons and other contaminants in the coal tend to deactivate the catalyst quickly, making the process expensive. Hydroliquefaction yields are up to three times higher than those of either indirect liquefaction or pyrolysis and the liquids produced are of a higher quality than bitumen from oil sands or heavy oil.

Liquids produced from coal, when refined, are more or less identical to conventional fuels. The chemical construction of coal liquids is such that they are less suitable substitutes for diesel fuel, a characteristic they share with synthetic crude oil produced from oil sands.

Currently, much of the coal conversion research underway is aimed at improving the process economics of hydroliquefaction. To become commercially viable, coal conversion must be cost-competitive with other liquid fuel technologies.

At present, liquid fuels from Canadian coals would not be competitive with those produced

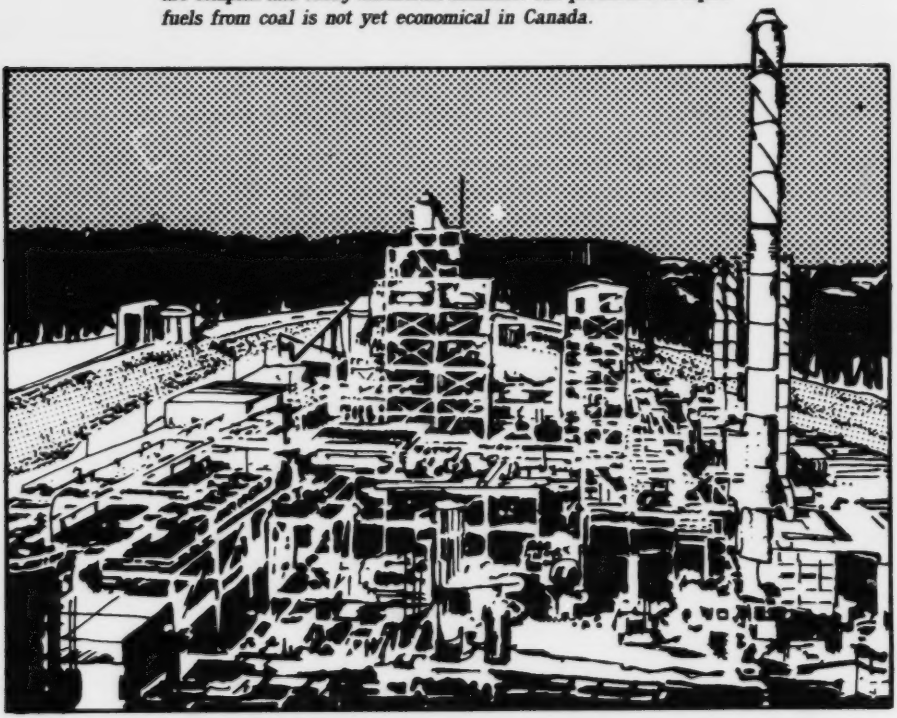
Direct liquefaction of coal.



from oil sands or heavy oil. Despite the relatively low bitumen content of oil sands, extraction of these sands by strip mining is cheaper than coal mining carried out on the same scale, and bitumen and heavy oil are chemically closer than coal to the desired end product, synthetic oil. As well, Canada has enormous oil sands and heavy oil reserves, sufficient to supply domestic needs for several hundred years.

There are, however, other Canadian options for using coal in liquid fuel production. Coal and heavy oil coprocessing is one technique that has attracted considerable research interest. It is a priority in the federal government's research program; the concept is being pioneered by scientists at CANMET. In this approach, finely pulverized coal is combined with heavy oil, bitumen, or the heavy residual liquids produced by conventional oil refin-

Hydroliquefaction plants such as this 'H-Coal' plant in Kentucky are complex and costly industrial facilities. The production of liquid fuels from coal is not yet economical in Canada.



ing. During upgrading, some of the coal component of the feed is liquefied and the overall yield of synthetic oil from the feed is increased.

This approach is particularly suited to Canada's resource mix; coal occurs in abundance and much of it is located reasonably close to our synthetic oil resources. Preliminary technoeconomic studies have suggested that the overall cost of synthetic oil from coprocessing may be equal to that from oil sands and heavy oil. Further research is needed to better define the overall technical and economic advantages of coprocessing but this approach holds much promise for the first commercial production of synthetic oil from coal in Canada.

Principal Canadian coal deposits. Coal from deposits in British Columbia and Saskatchewan could be coprocessed with heavy oil.

Source: The Coal Association of Canada (1985)

GASOLINE FROM METHANOL

In addition to the major synthetic fuel options described so far, there is another technology which can use any of a number of resources to produce synthetic gasoline. The Mobil Oil Company has developed a process for producing gasoline known as 'M-Gasoline' from methanol.

Methanol, a relatively simple oxygenated hydrocarbon, is produced by reacting a mixture of carbon monoxide and hydrogen (called synthesis gas) under pressure in the presence of a catalyst. The synthesis gas can be produced from a wide range of feedstocks; it is most commonly manufactured by the steam reforming of natural gas, a process which involves combining steam with methane (the main component of natural gas) in the presence of a nickel catalyst. Synthesis gas can also be produced from coal and organic materials such as crop residues and municipal wastes using a different, more complex process.

The M-Gasoline process first upgrades synthesis gas to methanol and then converts this methanol to gasoline using special catalysts. The resulting liquids contain a high proportion of good quality gasoline plus water and other hydrocarbon gases. The first commercial plant using this process is located in New Zealand, a nation with large natural gas reserves but negligible oil reserves; natural gas is the M-Gasoline feedstock.

The major drawback of the M-Gasoline process is that it consumes a considerable amount of the energy contained in the feedstock, resulting in an energy penalty at each upgrading stage. In a nation such as New Zealand, which has been heavily dependent on expensive imported oil, this penalty is less significant. In Canada, where M-Gasoline would have to compete with other fuels, the process would probably be less attractive.

The use of other feedstocks for the production of methanol for M-Gasoline conversion is tied to the economics of the particular resource used. Coal feedstocks involve the same yield restraints as those of coal-to-synthetic oil conversion. The use of biomass as a methanol feedstock has yet to be proved economic.

EMERGING SYNTHETIC FUEL TECHNOLOGIES

Researchers in Canada and other countries are developing new methods for producing liquid fuels from nonconventional resources. One-step production of gasoline and diesel fuel from natural gas is one option. This system would use specialized catalysts to promote conversion of natural gas directly into liquid fuel. The selectivity of the catalyst is the key to such a process.

Improvements to indirect coal liquefaction are also being pursued with much the same goal in view — the production of specific hydrocarbon compounds that will increase the yield of useful products. Such a refinement to the existing technology could improve the economics of coal conversion to liquid fuel.

The increased use of hydrocracking — the addition of hydrogen to carbon-rich feedstock — is also under constant development for both synthetic and conventional refining systems. Hydrogen addition reduces the amount of waste carbon produced from heavy feedstocks, improving product yield and overall economics.

THE FUTURE ROLE OF SYNTHETIC FUELS IN MEETING CANADA'S ENERGY NEEDS

In spite of the large scale of Canada's existing oil sands and heavy oil projects, we have only begun to develop these resources. The amount of potentially recoverable energy locked in the oil sands and heavy oil fields is enormous —enough to satisfy Canada's oil requirements for centuries. However, as the previous chapters have explained, producing synthetic oil from these resources and refining this oil into petroleum products is difficult and expensive.

In looking at the future of synthetic oil, there are three factors worth considering: the role of oil-based fuels in our transportation system; the amount of easy-to-produce conventional oil we have left; and the technical and economic challenges that increased synthetic oil production involve.

The Role of Oil-based Fuels in Canada's Transportation System

Gasoline, diesel fuel and jet turbine fuel are, from a technical and economic point of view, ideal energy sources for our transportation system. These fuels can be produced in large quantities, their safety requirements are well known and, most important, they provide the quality of energy needed to drive our cars, trucks, trains and aircraft.

In addition, the fact that our transportation system is now based on petroleum fuels is a strong economic incentive to continue using them. The adoption of new transportation fuels which require a different distribution system or substantial changes in vehicle engine technology may involve economic penalties. Some new fuels, such as propane and natural gas vehicle fuel, are able to overcome these barriers due to their low cost and availability. However the present contribution of these gaseous fuels to our transportation energy use, while important, is still relatively small.

Current government estimates show that in the near future petroleum fuels will continue to dominate the transportation market. This is not to say that alternative nonpetroleum fuels are not important, simply that the development and use of such fuels will be a gradual process.

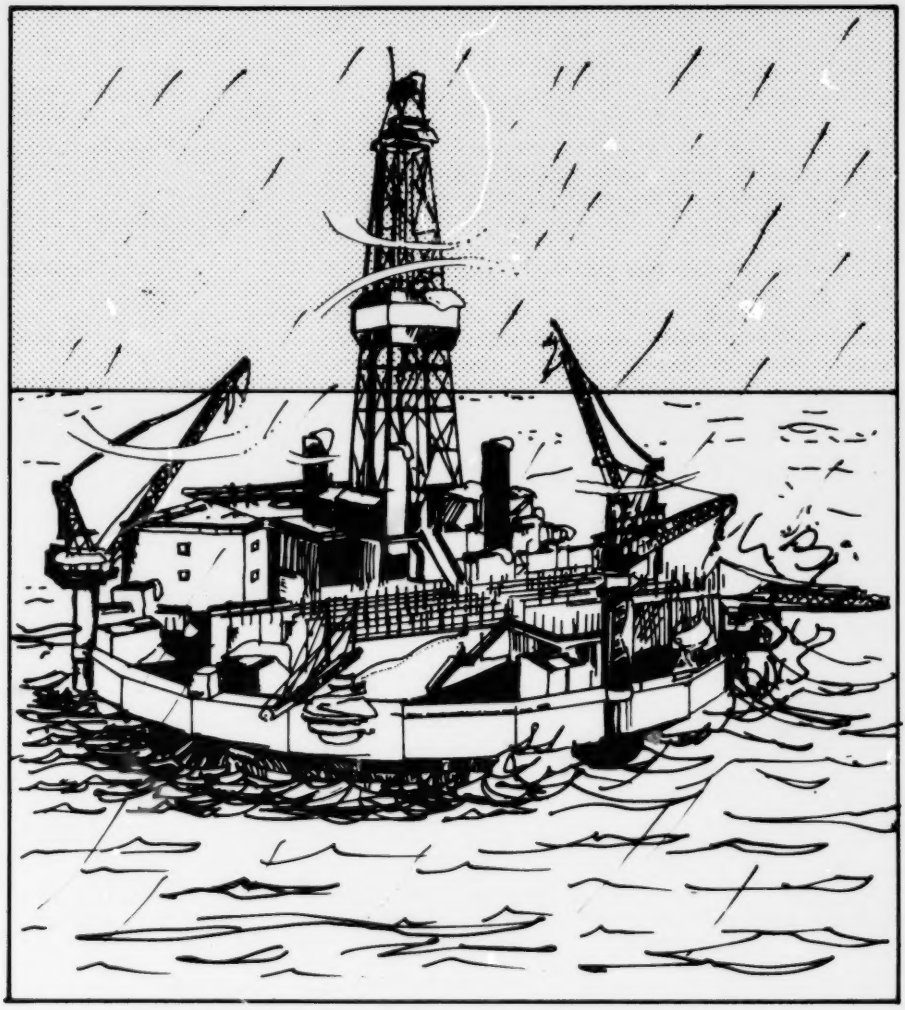
How Much Easy-to-Produce Oil Do We Have Left?

The conventional light crude oil of western Canada is gradually being depleted. At present levels of consumption, our established conventional reserves equal about ten years' domestic consumption.

Synthetic oil is not our only petroleum alternative to conventional oil. Exploration in the Arctic and the eastern offshore areas of Newfoundland and Nova Scotia has indicated that large conventional oil resources exist in these areas. However, while this oil is of a light, high grade, recovering it in such a challenging environment is not an easy task. As a result, frontier and offshore oil will be much more expensive to produce than conventional western Canadian oil.

What Challenges Do We Face in Increasing Synthetic Oil Production?

The economic challenges involved in increasing synthetic oil production are perhaps the



Drilling for oil in harsh offshore environments is difficult and expensive.

most obvious. The Syncrude plant, completed in 1978, cost $2.3 billion. If it were built today, this figure would be much higher. To undertake projects of this scale requires some certainty as to the need for, and the likely economic return from, the products.

There are also technical challenges involved in increasing synthetic oil production. These include the development of in situ recovery techniques for deeply buried oil sands bitumen and heavy oil, the need to retool refineries to efficiently process synthetic oil, the potential development of economic technologies to produce liquid fuel from coal, and the need to address the environmental issues affecting all of these processes. Government and industry researchers are gradually meeting these

challenges by developing new technologies, while at the same time working to ensure that adequate quantities of high quality fuels are available to Canadians.

The environmental impacts of synthetic oil production are of particular concern to many Canadians. In this respect, the fact that these are new technologies is a benefit, as they have been developed with environmental protection as a major goal. The many companies involved in synthetic fuel production devote considerable skill and investment to preventing unacceptable environmental impacts from their plants. Federal and provincial government regulations are also in place to ensure that proper environmental controls are maintained.

In summary, it is evident that Canada will continue for many years to rely largely on petroleum fuel, particularly for our transportation system. As conventional oil reserves are depleted, synthetic oil resources can help to meet our needs. Although the projects necessary to provide us with additional synthetic oil must overcome both economic and technical challenges, the degree of success to date shows that this can be done.

GLOSSARY

Alkaline-polymer flooding	An enhanced oil recovery technique in which caustic soda and a thick polymer liquid are injected into a heavy oil-bearing zone to strip heavy oil from rock and sand and push it toward the production well.
Biomass	Material of plant origin, including agricultural wastes, wood and animal manure.
Bitumen	Viscous mixture of hydrocarbons, which occurs naturally but is not commercially recoverable by standard methods. Also hydrocarbon residue from distillation of some crude oils.
Borehole	A hole made in the ground with a drilling bit for the purpose of exploring for hydrocarbons or releasing accumulations of gas.
Catalyst	A substance that helps to initiate a chemical reaction and enables it to proceed under less severe conditions (for example, at a lower temperature or pressure), but remains unchanged itself.
Caustic soda	Common name for sodium hydroxide (NaOH). White crystalline compound that is a powerful and very corrosive alkali.
Cetane	Liquid hydrocarbon ($C_{16}H_{34}$) used as a reference fuel for diesel engines because of its excellent ignition characteristics.
Cetane number	A measure of the ignition quality of a diesel fuel when tested in a standard engine against a mixture of n-cetane (cetane number 100) and alphamethyl naphthalene (cetane number 0). The higher the cetane number, the shorter the delay before ignition. Present diesel engines require fuel with a cetane number of at least 40.
Coke	Solid carbon residue of coal or crude oil that remains after volatile hydrocarbons have been removed by distillation or cracking. Can be used as a feedstock for the manufacture of synthesis gas.
Condensate	Mixture of pentanes and heavier hydrocarbons produced from oil or gas wells; gaseous as produced when hot, but becomes liquid on cooling at the surface.
Continuous steam drive	Enhanced oil recovery (EOR) technique similar to steam injection recovery, but employing more than one production well.
Conventional oil reserves	Crude oil and condensate which can be recovered from an underground reservoir using standard production techniques.
Corrosion	Erosion of a metal surface caused by chemical reaction of the metal with substances in contact with it.
Crude oil	Raw petroleum in its naturally occurring state which can be recovered at a commercial rate through a well. Consists of a mixture of many different hydrocarbons with traces of impurities, differing in composition according to location.

Cyclic steam injection	Steam injection recovery technique in which steam is injected into bitumen-containing formations and heated bitumen, water and gas are pumped out through the same borehole.
Cylinder	Engine component consisting of a metal tube containing a piston, piston rod and end seals and fitted with valves to allow entrance of fuel mixture and exit of burned gases.
Diesel fuel	High-grade fuel oil suitable for use in compression ignition engines. Available in different grades; regular has a cetane number of 40-45 and premium of 45-50.
Direct liquefaction	Process of obtaining liquid fuel from coal. Hydrogen is added to the feedstock, which is dispersed in a slurry of coal-derived oil.
Directional drilling	Rotary drilling technique in which the course of a borehole is deliberately deflected from the vertical in order to bypass an obstruction or to reach side areas.
Distillation	Process of heating a liquid to the boiling point and collecting and condensing the resulting vapour (see Fractional distillation).
Emulsifying agent	*See* Surfactant.
Emulsion	A milky mixture of two liquids, one forming fine droplets dispersed within the other.
Energy penalty	The proportion of energy contained in a feedstock that is consumed in processing it.
Enhanced oil recovery (EOR)	Process of recovering additional oil from a depleted field by artificially improving the flow rate.
Fire flood extraction	Recovery of oil from heavy crude oil deposits and deep oil sands deposits. Involves burning the crude oil in the reservoir to make it less viscous and allow recovery by pumping.
Fraction	Product of refining or distillation consisting of all the compounds which boil between any two arbitrarily chosen temperatures or cut points. Examples are naphtha, kerosene and fuel oils.
Fractional distillation	Process of separating a mixture of liquids of different volatility, e.g., crude oil, into its various components by applying heat and then condensing each vapour as it is collected.
Fractionation	*See* Fractional distillation.
Fractionation column	Vertical apparatus used for separating gases or liquids into fractions according to their boiling points.
Fractionator	*See* Fractionation column.
Gas oil	Heavy refinery fraction (boiling point between 232°C and 426°C) used in industry and as a fuel for diesel engines.
Gasification	Production of methane from coal or biomass by heating the feedstock to high temperatures under high pressure in a restricted amount of oxygen.

Gasoline	Refined mixture of volatile, petroleum-derived hydrocarbon liquids with octane numbers ranging from 60 to above 100; used as a fuel for spark ignition engines.
Heavy crude oil	Crude oil with high viscosity and high boiling point, recoverable only to a limited extent by standard techniques.
Heavy oil	Oil from deposits intermediate between oil sands and conventional crude oil. Flows very slowly or not at all under normal conditions.
Huff and puff	*See* Steam soak.
Hydrocarbon	One of a very large series of chemical compounds, consisting solely of carbon and hydrogen atoms, which form the basis of all petroleum products. Those with few carbon atoms are gases and those with many are solids.
Hydrocracking	Refining process for splitting heavy hydrocarbons into lighter fractions by adding extra hydrogen under high pressure with the aid of an acid catalyst.
Hydrogen	The simplest and lightest element. In its molecular form it is a colourless, odourless, tasteless gas, but it never occurs naturally in this form.
Hydroliquefaction	Production of liquid fuels from coal by direct liquefaction involving the addition of extra hydrogen.
Hydrotreating	Refinery process in which hydrogen is added to remove impurities like sulphur and metals from the product stream.
Indirect liquefaction	Production of liquid fuels from coal via an intermediate process of gasification.
In situ recovery	Recovery of heavy oil and oil sands 'in place', using techniques which do not require removal of the oil-bearing sands, as is the case in surface mining.
Light crude oil	Crude oil which yields relatively high proportions of gasoline, naphtha and kerosene fractions.
Liquefied petroleum gas	A group of hydrocarbon gases, primarily butane and propane, obtained from crude oil and natural gas production and also as byproducts of refining. Compressed to liquid form for storage and transportation and used as a fuel.
LPG	*See* Liquefied petroleum gas.
M-Gasoline	Patented term for synthetic gasoline manufactured from methanol using process developed by Mobil Oil Company.
Medium crude oil	Crude oil intermediate in viscosity between heavy and light crude oil.
Methane	Colourless, odourless, flammable gas with the formula CH_4, making it the simplest hydrocarbon. Main constituent of natural gas.

Methanol	Colourless, toxic liquid with the formula CH_3OH; the simplest of the alcohol series. Also called methyl alcohol.
Naphtha	Petroleum fraction with boiling range of 70°C to 200°C. Octane number is too low for direct use as gasoline.
Natural gas	Flammable mixture of gaseous hydrocarbons, mainly methane. Occurs naturally, usually in association with crude oil.
Octane number	An arbitrary value that indicates the antiknock quality, or grade, of a gasoline, i.e., provides a measure of the resistance of the fuel to premature ignition. Iso-octane (octane number 100) is added to n-heptane (octane number 0) to produce a mixture with the same knocking characteristics as the gasoline blend being tested. The proportion of iso-octane in the mixture indicates the octane number of the gasoline blend. Available gasoline blends usually range in octane number from 92 to 100.
Oil sands	Sedimentary deposits of coarse sand impregnated with heavy, tarlike oil which is too viscous to be recovered through a conventional well.
Overburden	Layer of sand, gravel and shale overlying an oil sands deposit.
Pentane	Colourless, flammable hydrocarbon liquid (C_5H_{12}) derived from petroleum and found in gasoline.
Piston	Engine component that moves back and forth in the cylinder under the force of the exploding fuel.
Piston engine	A type of engine characterized by reciprocating motion of pistons in a cylinder. Most automobile engines are of this type.
Polymer	Substance formed by the joining of two or more identical simple molecules (monomers) into giant molecules. Polyethylene, for example, is a polymer of ethylene.
Primary recovery	Standard oil well production techniques using natural pressure augmented by wellhead pumps.
Propane	Heavy, volatile, colourless hydrocarbon gas (C_3H_8) that can be readily liquefied at ambient temperatures and is the main component of LPG. Can be extracted from natural gas and is also produced during refining.

Pyrolysis	Chemical change caused by the action of heat without oxidation. Usually causes breakdown of complex molecules into simpler ones, such as the conversion of organic wastes to fuel gases.
Recoverable	That portion of a resource which is expected to be recovered using present techniques and under current economic conditions.
Refining	Process of heating crude oil until it separates into its chemical components, which are then processed into usable products.
Reserves	Part of an identified resource of known quantity and quality, from which energy supplies can be economically recovered using currently available techniques.
Secondary recovery	Extraction of more viscous crude oil by artificially maintaining reservoir pressure.
Solvent recovery	Enhanced oil recovery (EOR) technique that employs solvents to increase the flow rate of heavy oil.
Steam injection recovery	In situ technique involving injection of high-pressure steam to recover heavy oil and oil sands bitumen; may be cyclic (using one borehole) or continuous (using separate injection and production wells).
Steam soak	See Cyclic steam injection.
Surfactant	Liquid added to an emulsion to ensure that the liquids do not separate out.
Sweet crude	Crude oil that has a low sulphur content and therefore needs no special treatment.
Synthetic crude oil	Oil produced by upgrading heavy oil and bitumen.
Synthetic fuels	Liquid or gaseous fuels, similar to those made from light crude oil, produced from bitumen, heavy oil, natural gas, coal or biomass.
Synthetic oil	See Synthetic crude oil.
Town gas	Fuel gas with a high hydrogen content manufactured from coal.
Upgrading	Conversion of bitumen or heavy oil into synthetic crude oil.
Viscosity	Measure of a liquid's resistance to flow at a specified temperature.
Volatile	Readily evaporates at relatively low temperatures.

Disponible en français sur le titre
LES CARBURANTS DE L'AVENIR
LES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES

Energy, Mines and Resources Canada
Energie, Mines et Ressources Canada

LES CARBURANTS DE L'AVENIR

LES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES

Canada

LES CARBURANTS DE L'AVENIR

LES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	3
Qu'est-ce qu'un carburant synthétique?	4
Les carburants synthétiques produits à partir des sables bitumineux	7
Le raffinage du pétrole brut synthétique	14
Le pétrole lourd	16
Les carburants liquides produits à partir du charbon — une option pour l'avenir	21
La production d'essence à partir du méthanol	26
Les nouvelles techniques de fabrication des carburants synthétiques	27
L'avenir des carburants synthétiques dans le bilan énergétique canadien	28
Glossaire	31

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987
N° de cat. M27-74/5-1987F
ISBN 0-662-94335-X

LES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES

INTRODUCTION

À l'instar de la plupart des autres pays, le Canada s'est mis à la recherche de nouvelles sources d'énergie de remplacement. Une des avenues qui s'offrent en ce sens consiste à fabriquer un pétrole brut synthétique à partir de matières premières de remplacement.

Les ressources les plus prometteuses à cet égard sont les sables bitumineux et les réserves de pétrole lourd de l'Ouest canadien, ainsi que les importants gisements de charbon de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Nouvelle-Écosse. Ces ressources nouvelles nécessitent toutefois un traitement complexe avant de pouvoir être utilisées. Il faut en effet les transformer en un produit intermédiaire que l'on pourra par la suite raffiner en carburants utilisables. Quant au gaz naturel, très abondant au Canada, il est possible de le transformer en essence et en carburant diesel.

Les carburants tirés de ces différentes ressources sont similaires à ceux qui proviennent du pétrole brut léger. Ils sont néanmoins appelés « carburants synthétiques » en raison de leur origine différente et des étapes supplémentaires requises pour leur traitement.

De nos jours, le Canada produit de l'essence et du carburant diesel synthétiques à partir des sables bitumineux de l'Alberta. On construit actuellement des installations qui traiteront les pétroles lourds afin de fabriquer ces carburants. L'emploi du charbon comme source de carburants synthétiques fait également l'objet de recherches, mais il faudra un certain temps avant d'en arriver à une production commerciale. Par ailleurs, le Canada ne produit pas encore d'essence et de carburant diesel à partir du gaz naturel, bien que certains pays utilisent déjà ce procédé à l'échelle commerciale.

La présente publication décrit les carburants synthétiques, les techniques de production et les ressources de base.

QU'EST-CE QU'UN CARBURANT SYNTHÉTIQUE?

On peut produire des carburants synthétiques en traitant par des procédés appropriés les substances naturelles qui contiennent des hydrocarbures. Ces substances, qu'il s'agisse des sables bitumineux ou du charbon, constituent en quelque sorte un pétrole de très faible qualité qui n'est pas raffinable directement en carburants et autres produits pétroliers.

La production de pétrole synthétique constitue une étape intermédiaire dans la fabrication de carburants à partir de ces matières premières. Celles-ci sont en partie raffinées ou préraffinées en pétrole synthétique, lequel est ensuite raffiné à son tour en carburants et autres produits pétroliers. La production de pétrole synthétique est une étape nécessaire pour libérer l'énergie contenue dans les ressources comme les sables bitumineux. Pour bien comprendre cette étape, il importe de connaître la chimie du pétrole. Celui-ci n'est pas une substance simple, mais plutôt un mélange de nombreux composés appelés hydrocarbures et de diverses impuretés, tel le soufre. Lors du raffinage, le pétrole brut est séparé en différentes parties, appelées fractions, qui sont traitées et transformées en produits pétroliers utilisables.

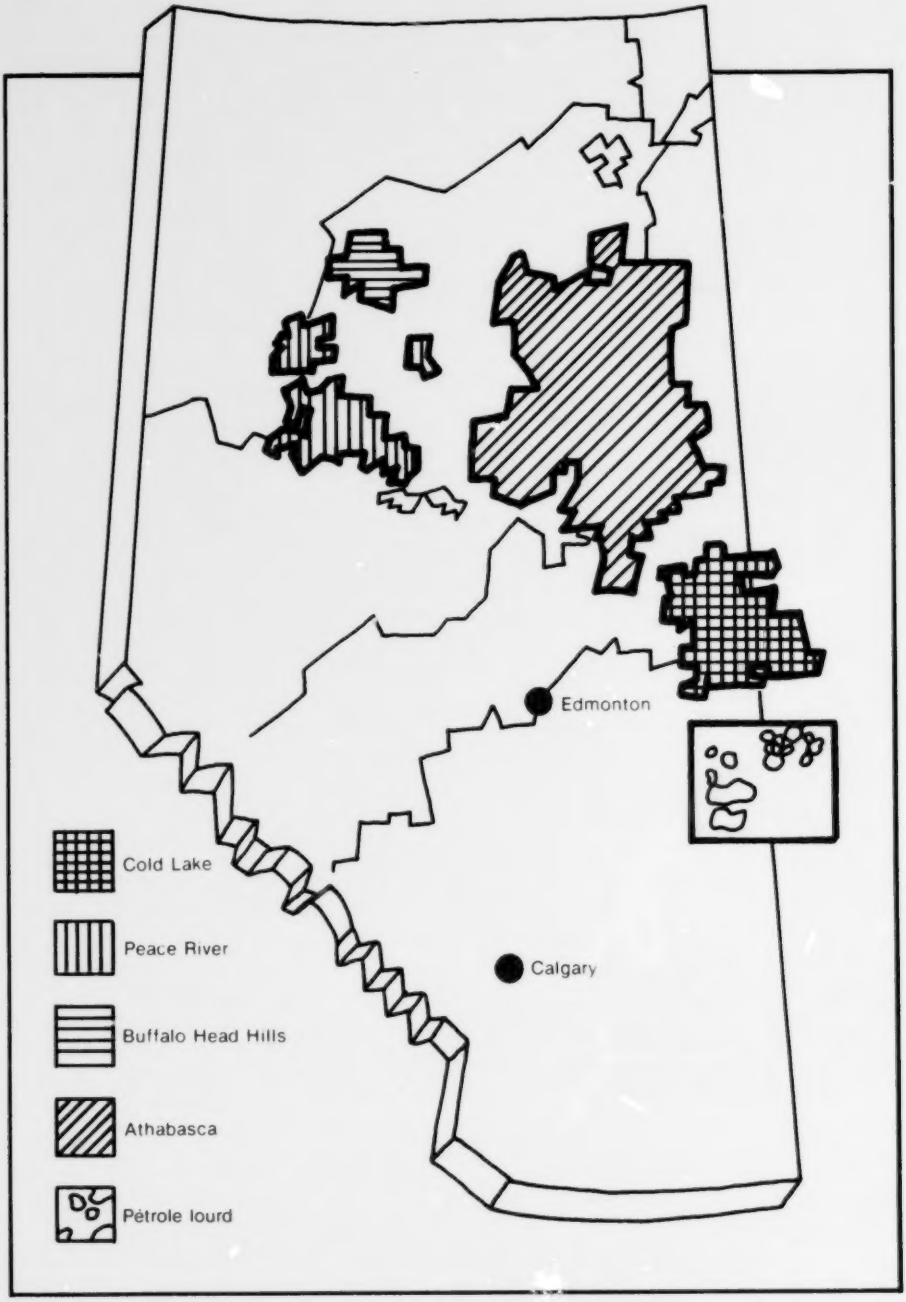
Ce qui distingue principalement les diverses fractions, c'est leur densité. Le propane est une fraction légère, de faible densité, alors que l'asphalte est une fraction lourde de haute densité. Les fractions lourdes contiennent une grande proportion de carbone, alors que les fractions légères contiennent une proportion élevée d'hydrogène. La proportion relative de fractions légères et de fractions lourdes dans un pétrole brut naturel en détermine la qualité. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, des pétroles bruts de qualité différente ont des densités différentes.

Qualité	Densité (kg/m^3 à 15°C)
Pétrole brut naturel (léger à moyen)	825–875
Pétrole lourd	904–966
Bitume extrait des sables pétrolifères de l'Alberta	1 000–1 076

Les pétroles lourds et le bitume extrait des sables bitumineux sont plus lourds que les pétroles légers naturels, car ils contiennent une proportion plus élevée de fractions lourdes.

Afin de fabriquer des produits pétroliers, une raffinerie doit refaire la structure chimique des hydrocarbures les plus lourds : il faut scinder et recomposer les molécules, enlever des atomes de carbone et les remplacer par des atomes d'hydrogène. Les pétroles lourds et les bitumes sont toutefois si lourds que les raffineries classiques sont incapables de les traiter. C'est pourquoi l'on a recours à des procédés appropriés pour les transformer en pétrole synthétique. Celui-ci peut ensuite être raffiné par des techniques presque similaires à celles employées pour le pétrole brut léger naturel.

Les matières premières servant à la production du pétrole synthétique diffèrent à plusieurs égards du brut léger naturel. L'extraction de ces ressources enfouies dans le sol est beaucoup plus complexe et coûteuse que l'extraction du brut léger naturel, laquelle nécessite seulement du matériel de pompage en surface et un puits foré dans la roche réservoir. L'exploitation des sables bitumineux requiert toutefois un imposant appareillage d'excavation et un ensemble d'opérations complexes visant à séparer le sable et le bitume goudronneux, lequel est la ressource de base. L'extraction du pétrole lourd fait également appel à



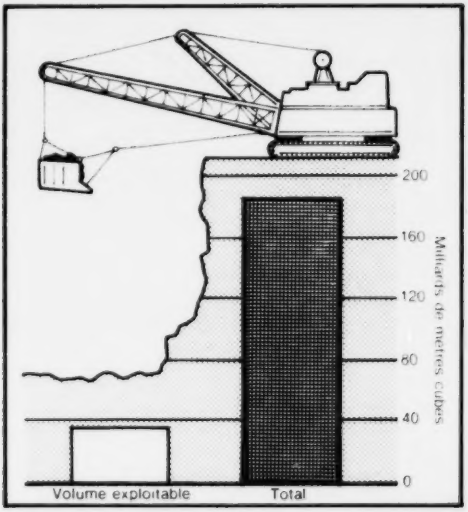
Les sables bitumineux et les gisements de pétrole lourd se retrouvent principalement en Alberta et dans l'ouest de la Saskatchewan.

des techniques complexes, car la viscosité de ce pétrole est telle que l'extraction classique par pompage est inefficace. Pour extraire le pétrole lourd, on le fluidifie par chauffage ou par dilution lorsqu'il est encore sous terre.

Les projets d'exploitation des sables bitumineux et des gisements de pétrole lourd revêtent une importance considérable en raison de la contribution croissante de ces ressources aux besoins énergétiques du Canada, et aussi en raison des retombées économiques associées aux entreprises de cette taille. Par exemple, les réserves établies de pétrole léger de l'Alberta s'élevaient à 720 millions de mètres cubes au début des années 1980. Toutefois, les réserves albertaines de pétrole lourd et de sables bitumineux utilisables pour la production de carburants synthétiques représentent un volume plusieurs fois supérieur.

Au Canada, le pétrole synthétique tiré des sables bitumineux de l'Alberta satisfait à 5 % environ de nos besoins énergétiques totaux et à plus de 10 % de nos besoins en pétrole. À mesure que les réserves de pétrole naturel diminueront, les ressources de remplacement pourront répondre davantage aux besoins pétroliers du Canada. Le passage des ressources classiques aux ressources de remplacement nécessite cependant des investissements de plusieurs milliards de dollars dans les installations d'extraction, de préraffinage et de raffinage. Dans ce domaine, les progrès seront lents, car les capitaux requis sont énormes, même pour les grandes sociétés pétrolières.

La production de pétrole synthétique à partir du charbon est encore au stade de la recherche au Canada; le charbon est néanmoins une autre ressource de remplacement qui s'ajoute aux sables bitumineux et au pétrole lourd. Par ailleurs, d'autres nations ont mis au point des procédés de transformation du gaz naturel en essence et en carburant diesel, ce qui représente une autre avenue pour la fabrication des carburants synthétiques.



On ne pourrait récupérer qu'un cinquième environ du pétrole contenu dans les vastes gisements canadiens de sables bitumineux, même si l'on mettait au point toute la technologie nécessaire. Environ 5 milliards de mètres cubes sont exploitables par des techniques à ciel ouvert, alors que 32 milliards de mètres cubes pourraient être extraits des gisements profonds à l'aide des techniques de récupération in situ. Cette « faible » quantité de pétrole est toutefois suffisante pour répondre à nos besoins pétroliers durant plusieurs siècles, à la condition de pouvoir l'extraire de façon rentable.

LES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES PRODUITS À PARTIR DES SABLES BITUMINEUX

Le Canada possède les plus importants gisements connus de sables bitumineux au monde, lesquels se trouvent principalement dans trois régions en Alberta.

On estime que les gisements de sables bitumineux de l'Ouest contiennent plus de 180 milliards de mètres cubes de bitume brut. Les couches de sables bitumineux varient en épaisseur et en profondeur. Les sables de l'Athabasca, où se trouvent actuellement des usines de production, affleurent en surface en certains endroits, mais la majeure partie du gisement se trouve à plus de 150 m sous terre. Selon les estimations, la région de l'Athabasca contient quelque 127 milliards de mètres cubes de bitume dont seulement 10 % environ sont exploitables à ciel ouvert.

À l'heure actuelle, on considère que les sables bitumineux sont exploitables si le ratio déchets minerai est égal ou inférieur à 2:1. L'exploitation serait toutefois possible avec un ratio supérieur en autant que l'on puisse diminuer les coûts d'enlèvement des terrains stériles. L'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux est possible uniquement si l'épaisseur des terrains stériles est d'au plus 50 m. Dans les secteurs où la couche de terrains stériles est trop épaisse (plus de 150 m), on doit employer des techniques dite de récupération in situ, que l'on décrira plus loin et qui consistent à séparer directement sous terre le bitume du sable. Il n'existe actuellement aucune méthode qui permette d'extraire le bitume des sables gisant entre 50 m et 150 m de profondeur.

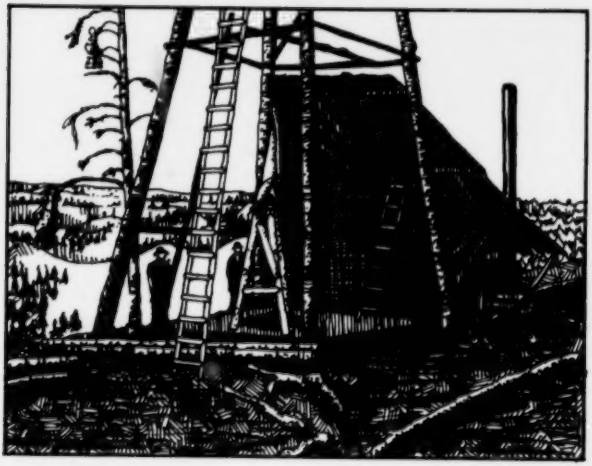
Historique des sables bitumineux

Ce sont les premiers explorateurs de l'Ouest canadien qui ont découvert les sables bitumineux le long des rives du fleuve Athabasca, il y a de cela plus de 200 ans. Les autochtones de la région utilisaient depuis longtemps ce bitume goudronneux afin de calfater leurs canots.

On ne s'est vraiment intéressé aux sables bitumineux qu'à la fin du siècle dernier, lorsque la Commission géologique du Canada fit des forages d'essai en vue de déterminer la nature et l'étendue des gisements. Pendant de nombreuses années, les géologues ont cru à tort que les sables bitumineux recouvraient un vaste gisement de pétrole. Au début des années 1920, on fit de nombreuses tentatives afin de trouver des débouchés pour ces sables. On chercha d'abord à les utiliser tels quels pour le pavage des routes; par la suite, on tenta de mettre au point des procédés afin d'extraire le bitume des sables et de produire du pétrole.

Au fil des ans, diverses sociétés ont tenté de trouver des méthodes efficaces d'extraction, mais aucune de ces méthodes n'a eu de succès notable. Toutes consommaient trop d'énergie ou ne pouvaient surmonter les sérieux problèmes d'usure et de bris excessif du matériel attribuables à la nature abrasive des sables. Les sables bitumineux perdirent une grande partie de leur intérêt commercial lorque les champs pétrolifères du sud de l'Alberta commencèrent à donner d'importantes quantités de brut léger, en 1947. Toutefois, les chercheurs des organismes gouvernementaux ont poursuivi leurs efforts afin de trouver des moyens d'exploiter les sables bitumineux.

Vingt ans plus tard, il était devenu manifeste que les réserves de pétrole naturel diminuaient; il y eut alors un regain d'intérêt dans l'exploitation commerciale à grande échelle des sables bitumineux. Au cours des années



Au début du siècle, on creusait des puits comme celui-ci dans l'espoir de trouver du pétrole sous les sables bitumineux de l'Athabasca.

1960, la Great Canadian Oil Sands Company, maintenant Suncor Inc., était créée. L'usine de Suncor, située à 38 km au nord de Fort McMurray (Alberta), produit actuellement environ 8 000 m^3 de pétrole brut synthétique par jour. En 1978, l'usine de Syncrude Canada Ltd., située à quelques kilomètres de l'usine de Suncor, entrait en production au rythme de 20 500 m^3 par jour.

Techniques d'extraction des sables bitumineux

Les usines de Suncor et de Syncrude extraient toutes deux des sables bitumineux qui se trouvent dans des régions où les terrains stériles sont peu profonds. Ce type d'exploitation par excavation est un procédé difficile et coûteux. Pour produire 8 000 m^3 de pétrole, il faut enlever de 46 000 à 66 000 m^3 de terrains stériles, extraire jusqu'à 100 000 t de sables bitumineux et se débarasser du sable résiduel. Le volume de terrains stériles qu'on doit enlever chaque jour représente un édifice de 46 m de côté et de 15 étages de haut. La quantité de sables bitumineux extraite chaque jour pèse autant que 30 000 autobus.

L'extraction des sables bitumineux débute par la préparation du sol. La zone d'exploitation est recouverte en grande partie de muskeg, une masse humide et spongieuse de végétation en décomposition, dont l'épaisseur peut atteindre 6 m. Afin d'arriver à la couche de sables bitumineux, il faut drainer le muskeg; quant au reste de la végétation, on l'enlève au cours de l'hiver, lorsqu'elle est gelée.

Aux installations de Suncor, les sables bitumineux sont extraits à l'aide d'excavatrices à godets continus. Ces machines géantes font 34 m de hauteur et 60 m de longueur et elles pèsent presque 1 500 t. Chacune est équipée d'une aube d'excavation de 9 m de diamètre, munie sur le pourtour de godets dont les énormes dents pèsent chacune 46 kg. Chaque godet recueille plus d'un mètre cube de sable bitumineux à chaque révolution de l'aube. Avec deux machines de ce type, on peut extraire quotidiennement 120 000 t de sable bitumineux.

Durant l'été, les excavatrices peuvent recueillir directement les sables, mais ceux-ci doivent être dynamités en hiver afin d'en rendre l'excavation possible. En été, les sables sont fortement abrasifs et visqueux, et en hiver, ils sont durs comme la pierre, ce qui taxe lourdement le matériel. Au cours des premières années d'exploitation de l'usine de Suncor, les dents des godets s'usaient en quelques heures à peine. Quant aux autres pièces d'équipement, comme les bouteurs et les camions, elles s'usaient prématurément en

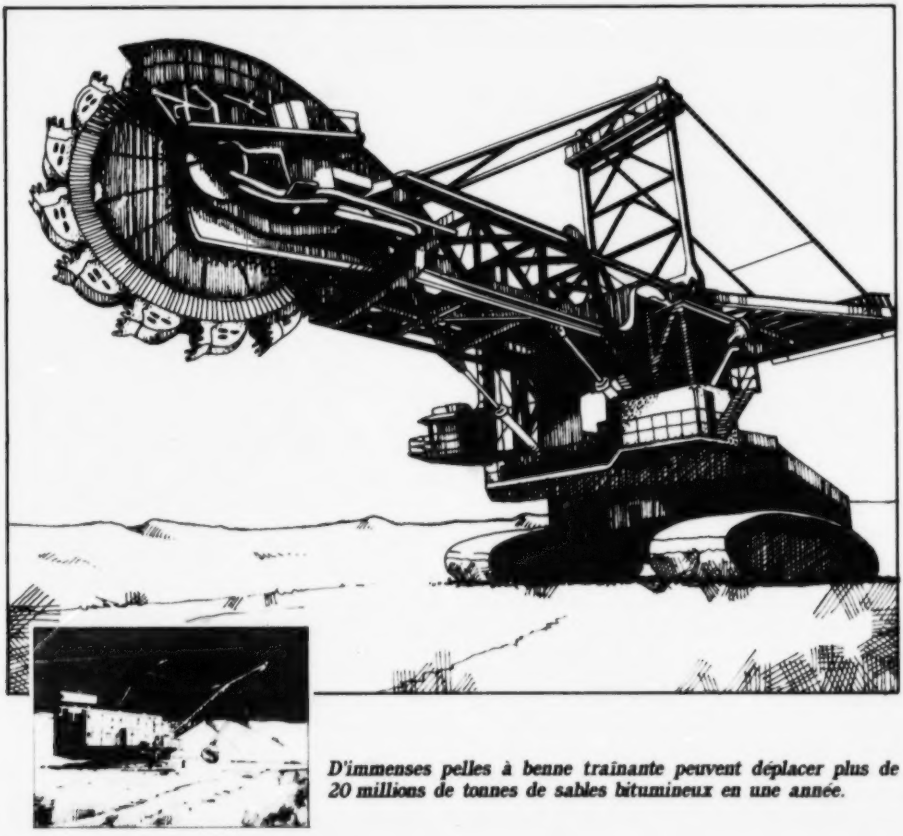
moins de la moitié du temps qu'elles auraient duré dans des conditions normales.

Depuis le début des travaux, on a modifié le matériel et l'on emploie maintenant des matériaux à haute résistance, ce qui a permis de surmonter les difficultés initiales, mais à fort prix cependant. Les huit premières années d'exploitation de l'usine de Suncor se sont d'ailleurs soldées par des pertes financières.

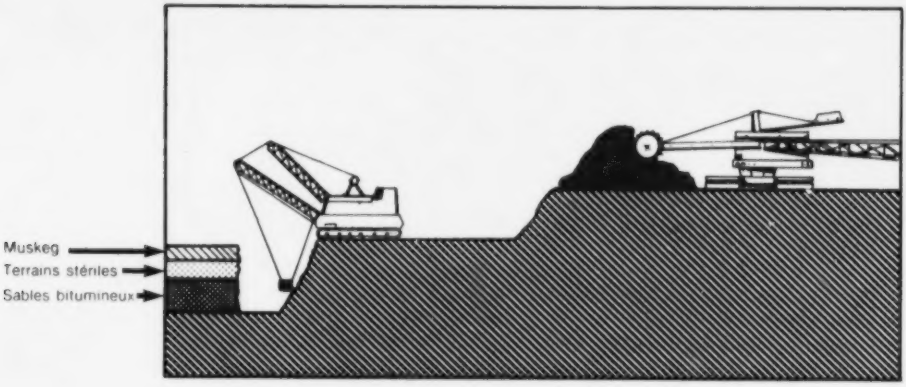
C'est le consortium Syncrude qui a construit la seconde usine canadienne de traitement des sables bitumineux, toujours dans le secteur de Fort McMurray. Les installations de Syncrude couvrent une superficie deux fois supérieures à celles de Suncor. À l'usine de Syncrude, les sables bitumineux sont excavés à l'aide d'immenses pelles à bennes traînantes. Chaque machine, d'un poids de 6 100 t, peut ramasser 60 m^3 de sable à chaque pelletée et répéter l'opération une fois par minute. L'usine de Syncrude utilise quatre pelles à benne traînante, chacune étant mue par un moteur électrique de 21 000 kW. La flèche qui retient la pelle est plus longue qu'un terrain de football; la machine avance grâce à des « pieds » géants qui la soulèvent et la déplacent de 2 m à chaque pas.

Aux deux usines, le sable bitumineux brut est acheminé vers l'installation de traitement sur des bandes transporteuses haute vitesse.

Les excavatrices géantes à godets sont aussi hautes qu'un édifice de 10 étages et peuvent retirer quelque 60 000 t de sables bitumineux en une journée.



D'immenses pelles à benne traînante peuvent déplacer plus de 20 millions de tonnes de sables bitumineux en une année.



L'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux est une entreprise à grande échelle. La mine Syncrude, dont une partie est illustrée ici, a plus de 4 km de longueur, et finalement aura 7 km de largeur et 60 m de profondeur. Quatre pelles géantes à benne traînante, pouvant déplacer ensemble plus de 83 millions de tonnes de matériaux par année, recueillent le sable et l'empilent en gigantesques tas. Des excavatrices à godets déposent ensuite le sable sur le convoyeur à courroie qui l'amène à l'usine de traitement, 18 km plus loin. L'usine peut traiter 11 800 t de sables bitumineux par heure et en tirer chaque jour 20 500 m^3 de pétrole synthétique, 2 300 t de coke et 1 000 t de soufre pur.

Ces bandes transporteuses s'étendent sur plus de 12 km à l'usine de Suncor et sur 18 km à l'usine de Syncrude. Ces réseaux de bandes transporteuses s'accroissent à mesure que l'exploitation des sables bitumineux s'éloigne des installations de traitement.

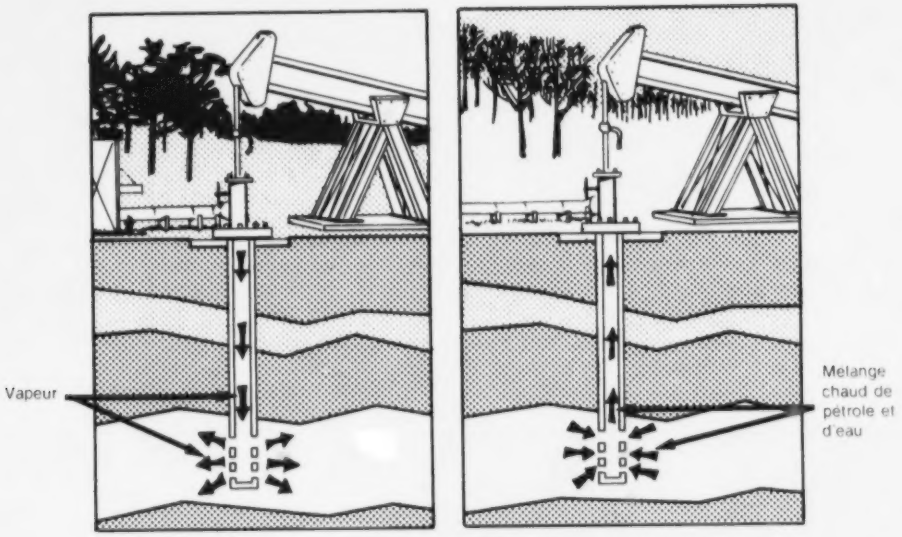
Récupération in situ du bitume

Bien que l'exploitation à ciel ouvert soit efficace pour les gisements peu profonds, elle s'avère trop coûteuse lorsque l'épaisseur des terrains stériles augmente. On peut exploiter à ciel ouvert seulement 12 % environ des gisements canadiens de sables bitumineux. Il faut donc employer une autre méthode, appelée récupération in situ, afin d'extraire les 77 % de sables bitumineux qui sont recouverts par 150 m ou plus de terrains stériles. Les chercheurs ont travaillé de nombreuses années dans les gisements de Cold Lake, à l'est d'Edmonton, afin de mettre au point de cette technique.

À l'état naturel, le bitume est trop épais pour être fluide et il ressemble davantage à du goudron qu'à du pétrole. Il est donc impossible d'utiliser les techniques habituelles de forage pétrolier afin d'extraire le bitume. La principale technique proposée pour la récupération in situ consiste à réchauffer les sables bitumineux directement dans le sous-sol, afin de liquéfier le bitume pour le rendre pompable. Avec cette technique, on n'a pas à traiter les sables bitumineux en usine, comme c'est actuellement le cas dans les champs de l'Athabasca, mais les problèmes techniques sont tout aussi ardus.

L'une des méthodes de récupération in situ utilise l'injection de vapeur dans les strates profondes qui contiennent les sables bitumineux. On injecte la vapeur pendant un mois, afin de donner le temps à la chaleur de se diffuser à travers les sables et de fluidifier le bitume. Une fois l'injection terminée, le flux est inversé dans la tubulure du puits et un mélange d'eau, de gaz et de bitume chauffé est pompé jusqu'à la surface pendant trois mois ou plus, tant que le bitume est suffisamment fluide. On répète alors le cycle injection-pompage.

À son arrivée à la surface, le bitume est mélangé à l'eau, ce qui forme une émulsion. Par des opérations chimiques et un traitement



Dans la méthode de stimulation par la vapeur illustrée ici, la vapeur est injectée dans les sables bitumineux pendant environ un mois. Les puits d'injection deviennent ensuite des puits productifs d'où sort un mélange chaud de pétrole, d'eau et de gaz.

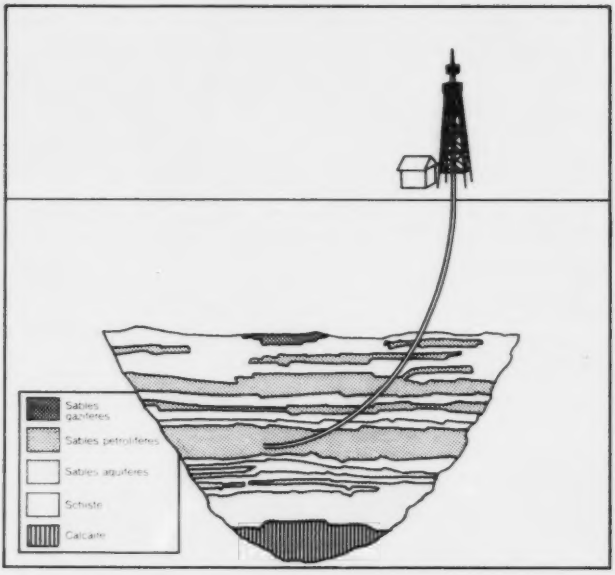
de décantation appropriés, on parvient à séparer l'eau du pétrole. L'eau propre est réutilisée, alors qu'une petite partie de l'eau contaminée est éliminée par injection en puits profond. Le bitume contient une certaine quantité de gaz naturel qui, une fois récupérée, fournit une partie de l'énergie nécessaire à la production de la vapeur injectée dans le puits.

La société Esso Ressources Canada Ltée procède actuellement à la mise en place d'un système commercial de récupération in situ, dans la région albertaine de Cold Lake. Les quatre premières phases du projet prévoient le forage de 460 puits d'une profondeur de 1 500 m. La production de bitume sera de 6 000 m^3 par jour. Au cours des 25 ans que durera ce projet, Esso prévoit forer quelque 1 600 puits supplémentaires afin d'extraire le bitume présent dans les sables enfouis en profondeur.

Le bitume de Cold Lake est acheminé par oléoduc vers Edmonton, où il sera raffiné ou vendu. Sur les lieux de production, on maintient le bitume à l'état liquide en le réchauffant, mais son acheminement par oléoduc nécessite cependant une technique différente. On emploie un condensat, mélange de liquides de pétrole légers extraits du gaz naturel, afin de diluer le bitume pour qu'il soit possible de l'acheminer par oléoduc.

Le projet de Cold Lake présente un autre aspect intéressant : l'emploi des techniques de forage dirigé. Comme l'illustre le diagramme, le forage dirigé permet de percer des trous de sonde qui bifurquent et peuvent même obliquer à 90° de la direction initiale. Cette technique a été mise à l'essai dans quelques puits seulement, mais elle semble fort prometteuse. Elle présente deux avantages. En premier lieu, les trous de sonde peuvent percer horizontalement les gisements de sables bitumineux, de façon à drainer une plus grande superficie. Également, la superficie de terrain nécessaire aux installations en tête de puits est considérablement réduite, car les puits peuvent être percés à partir d'un même point et obliquer dans différentes directions. Une seule tête de puits peut donc être l'origine de plusieurs puits séparés qui drainent une superficie importante du gisement.

Les techniques actuelles de récupération in situ permettent de récupérer seulement 20 %



Esso a utilisé le forage dirigé afin de creuser un puits qui bifurque graduellement de 90°, passant de la verticale à l'horizontale de façon à entrer dans les sables bitumineux un peu comme une canalisation d'eau sous une rue.

environ du bitume contenu dans le gisement. La densité des sables bitumineux et la nature visqueuse du bitume font obstacle à une récupération plus efficace. Les sociétés pétrolières poursuivent actuellement des recherches dans le but d'améliorer cette situation; les progrès sont toutefois lents et les coûts de développement élevés, comme dans tout autre domaine où de nouvelles techniques font leur apparition. D'autres techniques de récupération in situ font appel à l'injection de solvants et à la combustion in situ afin de fluidifier le bitume. Ces techniques sont similaires à celles qui sont employées pour l'extraction du pétrole lourd (voir le chapitre « Le pétrole lourd »).

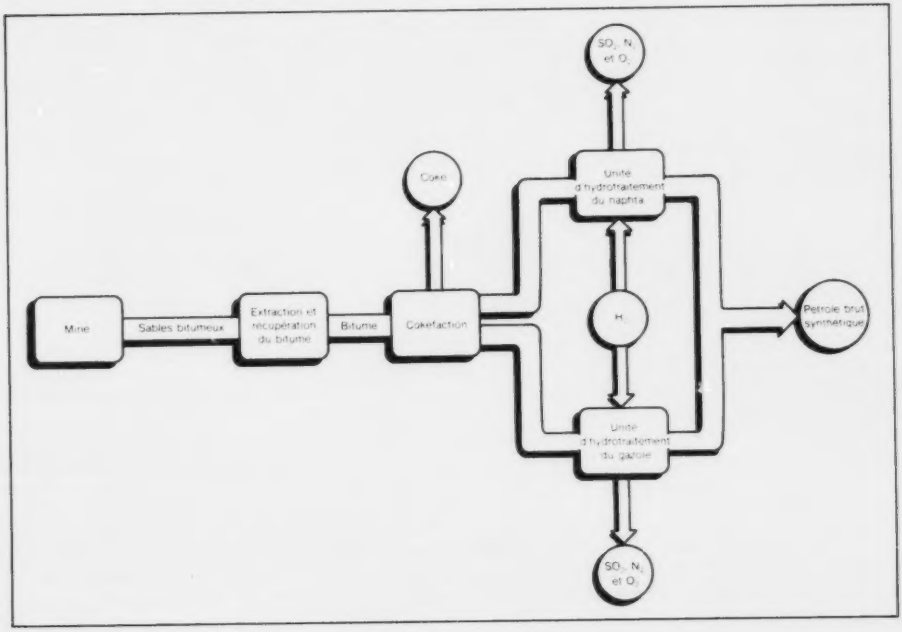
Extraction et préraffinage du bitume

Dans les exploitations à ciel ouvert, il faut d'abord enlever le sable, l'eau et l'argile contenus dans le matériau brut, afin d'isoler le bitume. Une fois amenés à l'usine par bandes transporteuses, les sables bitumineux sont traités à l'eau chaude, aux agents chimiques et à la vapeur afin d'en extraire le bitume. Le bitume ainsi récupéré est alors fluidifié à l'aide d'un solvant et il passe par une centrifugeuse où sont enlevées l'eau et les particules argileuses. Une fois le solvant extrait et recyclé, le bitume peut alors être préraffiné en pétrole synthétique. La récupération in situ donne un produit similaire, et le processus de préraffinage est analogue dans les deux cas.

Le bitume diffère du pétrole brut naturel en raison d'une surabondance d'hydrocarbures lourds, riches en carbone. Afin d'obtenir du pétrole synthétique, il faut scinder ces hydrocarbures lourds en hydrocarbures plus légers, ce qui donne également du carbone résiduel (connu sous le nom de coke). Dans ce procédé, appelé cokéfaction, le bitume est soumis à une température et à une pression intenses. À mesure que les hydrocarbures lourds sont brisés, les fractions légères qui composeront le pétrole synthétique sont retirées sous forme de vapeurs, lesquelles sont ensuite condensées et recueillies dans un appareil appelé colonne de fractionnement. Le liquide ainsi produit est dirigé vers une seconde étape de préraffinage où le soufre et les autres impuretés sont enlevés. Le produit final, le pétrole brut synthétique, est prêt à être envoyé aux raffineries par oléoduc.

D'autres procédés de préraffinage du bitume ont été mis au point. L'un d'entre eux, fruit des recherches du Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie, fait appel à l'hydrocraquage, technique qui consiste à ajouter de l'hydrogène au bitume sous une température et une pression intenses. Ce procédé permet d'accroître la quantité de pétrole synthétique tout en diminuant la quantité de carbone résiduel.

La production de pétrole synthétique à partir des sables bitumineux est un procédé complexe. Il faut d'abord retirer le bitume du sable. La cokéfaction permet ensuite de réduire le bitume en hydrocarbures, principalement du coke, du naphta et du gazole. Le coke se solidifie, alors que le naphta et le gazole sont retirés sous forme de vapeurs qui sont refroidies et ensuite séparées. L'hydrotraitement est un procédé qui consiste à ajouter de l'hydrogène au naphta et au gazole et qui permet d'enlever le soufre, l'azote et l'oxygène. Après l'hydrotraitement, le gazole et le naphta sont mélangés en pétrole brut synthétique.



LE RAFFINAGE DU PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE

Le pétrole synthétique est un brut léger exempt de soufre et dont l'apparence est similaire à celle du brut léger naturel. Cependant, la composition chimique du pétrole synthétique est fort différente, ce qui a des incidences importantes sur le raffinage.

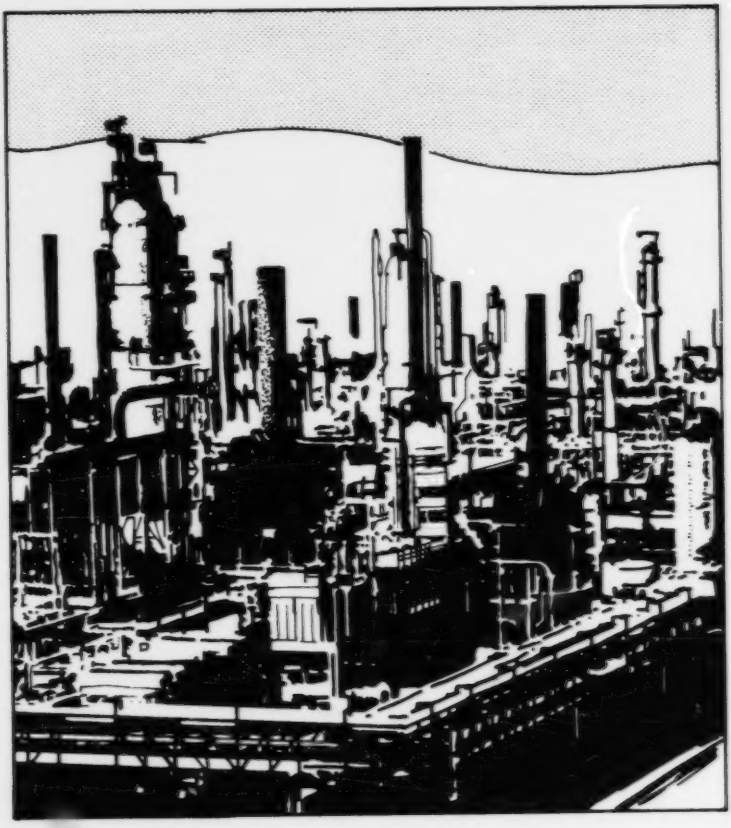
Tous les pétroles bruts sont des mélanges de différents hydrocarbures (ou fractions) de composition chimique définie. Il faut donc recourir à des techniques de raffinage adaptées à ces pétroles pour en tirer des produits utilisables. Dans une raffinerie de pétrole, on sépare en premier lieu le pétrole brut en ses diverses fractions. Les fractions peu utiles ou présentes en proportion élevée sont modifiées en hydrocarbures plus utiles. On peut accomplir cette transformation en scindant les grosses molécules en molécules plus petites, en regroupant les petites molécules pour en former des plus grosses, ou encore en modifiant la structure des molécules sans en changer le poids. Les diverses fractions sont ensuite mélangées ensemble afin de donner des produits vendables.

Pour fonctionner efficacement, une raffinerie doit employer toutes ses charges de départ, produire peu ou pas de déchets et fournir les quantités et les types de combustibles liquides demandés par le marché. Bien que le mélange des fractions dans le pétrole lourd donne un liquide physiquement semblable au pétrole naturel, les deux types de pétrole diffèrent de par leur composition chimique.

Au Canada, la plupart des raffineries ont été construites à l'époque où le pétrole brut léger naturel était la principale charge de départ des raffineries; par conséquent, elles emploient des procédés adaptés aux propriétés de ces pétroles. Le raffinage du pétrole synthétique dans une raffinerie classique peut donner les mêmes produits que le pétrole naturel, mais certains de ces produits n'auront pas la même qualité. En effet, le pétrole synthétique donne des volumes importants de carburants, mais le carburant diesel est de faible qualité. Les raffineurs produisent donc davantage d'essence que de carburant diesel à partir du pétrole synthétique. Ce déséquilibre de la production peut causer des problèmes aux raffineries, car, actuellement, le marché va plutôt dans l'autre sens : la demande de carburant diesel est à la hausse, alors que celle de l'essence connaît un certain fléchissement.

En définitive, une raffinerie doit fabriquer une gamme équilibrée de produits qui répond aux besoins du marché. Une production déséquilibrée entraîne des problèmes de pénurie et se traduit par des coûts de production élevés. C'est pourquoi les raffineries mélangent le pétrole synthétique au pétrole naturel afin de pouvoir le traiter sans problème.

Le raffinage du pétrole synthétique en carburant diesel présente des difficultés attribuables tant aux propriétés de ce pétrole qu'aux procédés modernes de raffinage. Un bon carburant diesel doit posséder certaines propriétés bien définies. En effet, les moteurs diesel ne sont pas munis de systèmes d'allumage par étincelle comme ceux qu'on retrouve dans les moteurs à essence. Le carburant diesel s'allume spontanément sous la pression et la température élevées qui règnent dans les cylindres durant le fonctionnement du moteur. Par conséquent, le carburant diesel doit répondre à certaines normes qui assurent un bon allumage et une bonne combustion. Les propriétés de combustibilité d'un carburant diesel sont définies par son indice de cétane : plus cet indice est élevé, plus le carburant s'allumera facilement dans le moteur.



Le pétrole naturel fournit en quantité suffisante les diverses fractions d'hydrocarbures nécessaires à la fabrication du carburant diesel de haute qualité. Le pétrole synthétique donne les mêmes fractions, mais leur composition chimique différente se traduit par un indice de cétane inférieur aux normes acceptables. En règle générale, les carburants produits à partir du pétrole synthétique ont une température d'auto-allumage trop faible pour être employés dans les moteurs diesel.

Bien que certains procédés de raffinage permettent de surmonter ce problème en reformant les hydrocarbures indésirables, la conception même des raffineries construites avant l'avènement des pétroles synthétiques ne leur permet pas d'utiliser ces procédés. Il s'ensuit que la production du carburant diesel à partir du pétrole synthétique est relativement faible.

La construction de nouvelles raffineries et la modification des usines existantes pourront régler ce problème. Il en coûte cependant des sommes énormes pour modifier les raffineries existantes et les sociétés pétrolières ne peuvent entreprendre ces travaux sans s'assurer au préalable de leur rentabilité.

La société Shell Canada Limitée a récemment terminé la construction d'une raffinerie moderne à Scotford (Alberta). L'usine de Scotford, conçue expressément afin de traiter le pétrole synthétique, est en mesure de fabriquer une gamme équilibrée de produits. Le carburant diesel de haute qualité qui sera produit à Scotford pourra répondre à la demande dans l'ouest du Canada. Voilà bien la preuve que le pétrole synthétique canadien peut donner des carburants d'aussi bonne qualité que le pétrole naturel, grâce à des techniques de traitement appropriées.

LE PÉTROLE LOURD

Les pétroles lourds sont plus légers que le bitume contenu dans les sables bitumineux, mais ils sont toutefois beaucoup plus lourds et plus riches en carbone que le pétrole brut léger naturel. La famille des pétroles lourds comprend une gamme variée de pétroles bruts. Les plus légers et les plus fluides d'entre eux peuvent être extraits à l'aide des techniques classiques de récupération primaire et secondaire, soit le pompage en surface et l'injection d'eau, laquelle sert à maintenir la pression à l'intérieur de la roche réservoir.

Par contre, la majeure partie des pétroles lourds de l'Ouest canadien nécessite l'emploi de techniques plus complexes, lesquelles permettent d'extraire davantage que les faibles volumes récupérables par les techniques classiques (5 à 10 % de pétrole en place à l'origine). Très visqueux, ces pétroles gisent dans des structures similaires à celles des sables bitumineux, au lieu de se trouver dans une roche réservoir. En outre, la pression souterraine est très faible, ce qui entrave la production. Les gisements de pétrole lourd du secteur Lloydminster contiennent un pétrole qui est presque aussi visqueux que le bitume extrait des gisements de l'Athabasca.

Historique du pétrole lourd

La production de pétrole lourd dans l'Ouest canadien remonte à la Première Guerre mondiale, mais la viscosité du pétrole occasionnait déjà des problèmes d'extraction et de transport. Depuis la découverte des gisements de pétrole lourd près de Lloydminster, au cours des années 1930, l'industrie a cherché divers moyens d'extraire ce pétrole. Dans le passé, les sociétés pétrolières ont dû abandonner les puits de pétrole lourd en raison des difficultés rencontrées dans l'extraction, le préraffinage et le transport de ce pétrole. Encore aujourd'hui, la majeure partie du pétrole lourd entre dans la production d'asphalte pour le pavage des routes, utilisation qui ne demande pas un traitement trop poussé.

Nouvelles méthodes de récupération du pétrole lourd

Dans l'Ouest canadien, on doit recourir à des techniques complexes pour extraire la majeure partie du pétrole lourd. Analogues aux techniques de récupération in situ employées pour les sables bitumineux enfouis en profondeur, elles reçoivent le nom de techniques de récupération assistée du pétrole, ou techniques RAP.

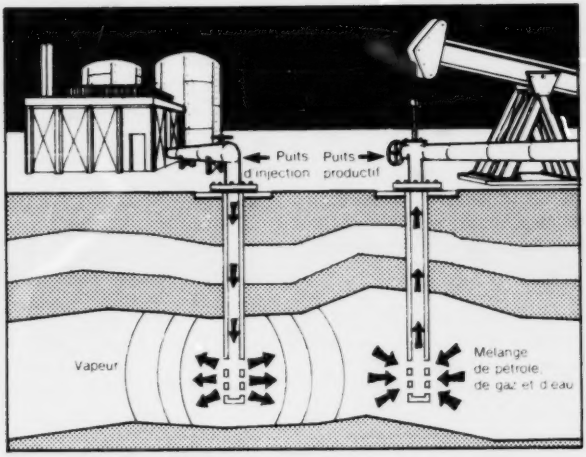
Les diverses techniques RAP employées pour le pétrole lourd ont une caractéristique commune : elles fluidifient le pétrole afin de le rendre pompable. La plupart de ces techniques consistent à réchauffer le pétrole enfoui dans les gisements. Par ailleurs, on étudie actuellement la possibilité d'employer des agents chimiques qui auraient le même effet. Voici une brève description des principales techniques RAP actuellement mises au point.

Injection cyclique de vapeur

L'injection cyclique de vapeur est similaire à la technique de récupération in situ décrite dans la section sur les sables bitumineux. On injecte dans un puits de la vapeur sous haute pression et le pétrole ainsi chauffé est récupéré par le même puits. Aussi appelée « méthode de stimulation par la vapeur », cette technique a été mise à l'essai de façon satisfaisante dans de nombreux champs de pétrole lourd.

Déplacement continu par vapeur d'eau

Comme l'illustre le diagramme, cette méthode emploie un puits séparé par lequel



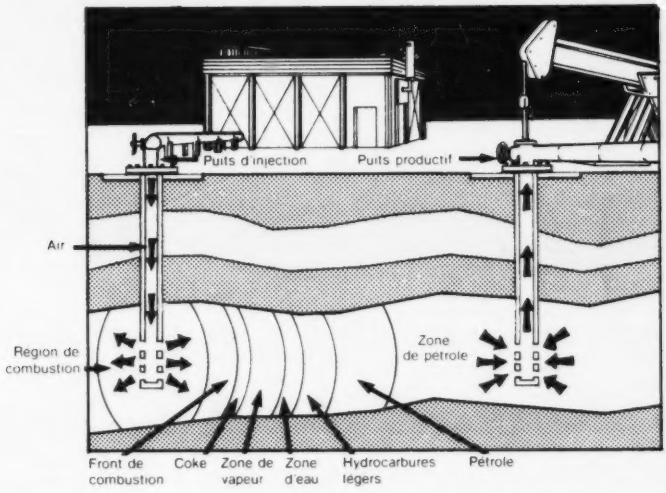
Extraction de pétrole lourd par injection continue de vapeur.

on introduit de la vapeur dans la formation pétrolifère. Le pétrole chauffé est éloigné du puits d'injection par une couche d'eau chaude et est recueilli par un puits productif adjacent. Cette technique convient aux structures réservoirs épaisses où il y a peu de déperditions de chaleur au profit des strates rocheuses environnantes. Ce système nécessite toutefois une tuyauterie relativement complexe en surface et, comme l'injection cyclique, elle consomme d'importantes quantités d'eau fraîche.

Combustion in situ

Cette technique RAP utilise elle aussi la chaleur : de petites quantités de pétrole en combustion dans le réservoir servent de sources de chaleur. Comme l'illustre le dia-

Combustion in situ.

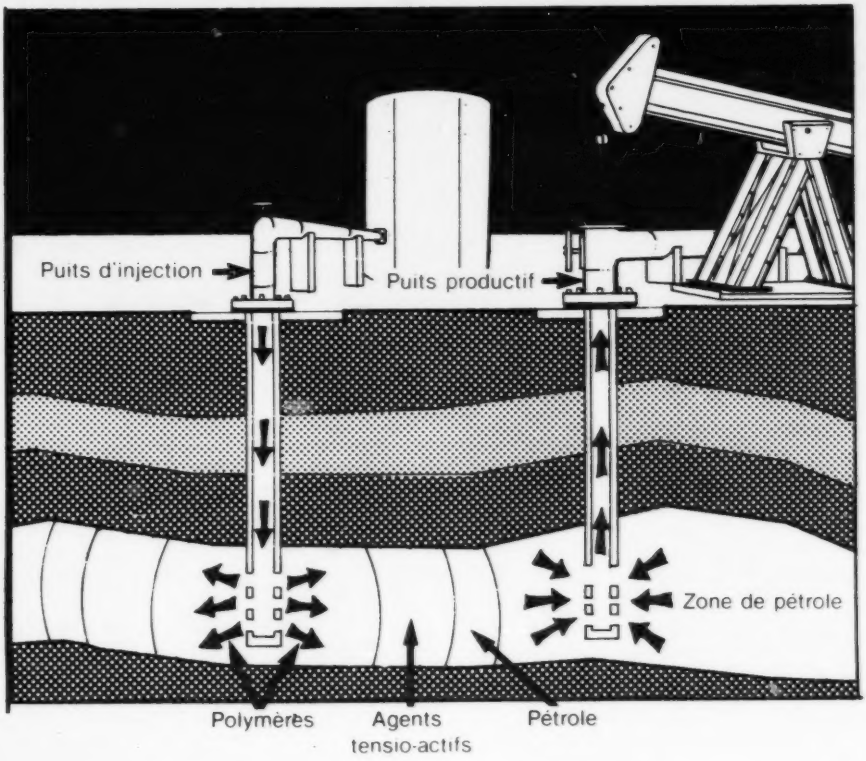


gramme, on injecte de l'air afin de soutenir la combustion du pétrole. La chaleur ainsi dégagée crée des zones de vapeur et d'eau chaude qui déplacent le pétrole en direction des puits productifs. Dans une variante de cette technique, appelée combustion in situ à l'oxygène, on injecte de l'oxygène pur plutôt que de l'air dans le réservoir. On réduit ainsi la complexité du système d'injection, car une quantité moindre de gaz est nécessaire afin de soutenir la combustion.

Les températures extrêmement élevées qui règnent à l'intérieur des puits peuvent endommager le matériel. Bien que cette méthode présente un problème de taille, soit la forte corrosion causée par les gaz de combustion, elle est néanmoins avantageuse par rapport à l'injection de vapeur, car elle consomme moins d'énergie. En effet, la chaleur est créée uniquement aux endroits nécessaires et la combustion est alimentée par le pétrole.

Cette méthode présente un autre avantage, puisqu'une partie du pétrole lourd subit un préraffinage à l'intérieur même de la structure réservoir. Le coke, ou carbone résiduel, est laissé derrière tandis que les hydrocarbures légers se déplacent en avant du front de combustion. La combustion in situ produit cependant un mélange d'eau et de pétrole, appelé émulsion, dont les constituants sont difficiles à séparer. On cherche actuellement à améliorer les techniques de rupture des émulsions afin de régler ce problème.

Injection d'alcalis et de polymères.



Injection d'alcalis et de polymères

Cette méthode athermique de récupération est similaire aux techniques précédentes. L'injection de vapeur et la combustion in situ ont toutes deux un problème commun. En effet, c'est l'eau qui pousse le pétrole vers le puits productif. Mais comme l'eau est un liquide plus léger que le pétrole lourd, le parcours suivi par l'eau n'assure pas forcément l'extraction optimale du pétrole. Selon la formation de la structure réservoir, une telle méthode peut « oublier » des superficies importantes de la zone pétrolifère puisque l'eau déferle dans les régions les plus perméables.

La récupération aux alcalis et aux polymères consiste à injecter deux substances, la soude caustique et un polymère liquide visqueux. La soude réagit avec l'huile pour former des agents tensio-actifs, lesquels sont des substances similaires aux agents dégraisseurs employés dans les détergents domestiques. Ces agents tensio-actifs font dans le réservoir ce que le détergent fait dans une casserole graisseuse : le pétrole lourd est « décollé » de la roche environnante et peut se déplacer plus librement vers le puits productif.

La substance polymérique épaisse pousse le pétrole vers le puits productif. Comme le polymère est beaucoup plus visqueux et plus lourd que l'eau, il n'aura pas tendance à contourner les zones plus denses; ainsi, la quantité de pétrole récupérée est supérieure à celle obtenue avec les techniques thermiques. Cependant, le coût des produits chimiques nécessaires est élevé, ce qui freine l'emploi généralisé de cette méthode.

Récupération au solvant

Tout comme la térébenthine permet de fluidifier les peintures, des solvants spéciaux permettent de réduire la viscosité du pétrole lourd. En injectant ces solvants dans une roche réservoir contenant du pétrole lourd, il est possible de le fluidifier pour qu'il devienne pompable. Bien que cette technique ait fait l'objet d'essais, elle n'est pas encore entièrement au point, car elle nécessite des quantités importantes de produits chimiques, lesquels sont fabriqués à partir des fractions de pétrole les plus légères et les plus précieuses. Pour que la récupération au solvant soit économique, une partie appréciable du solvant injecté devrait être recyclée. Afin de régler ce problème, on a proposé d'injecter un mélange d'eau et de solvant. L'eau déplacerait le solvant une fois l'extraction du pétrole lourd terminée.

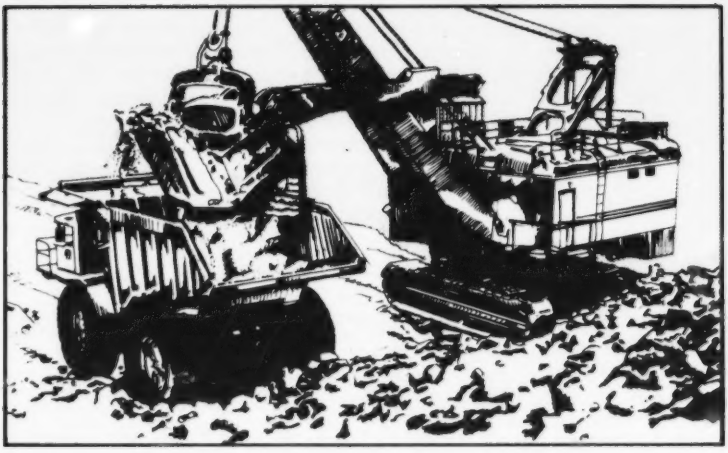
Le préraffinage du pétrole lourd

La plus grande partie des huiles lourdes en provenance de l'Ouest canadien, qui exigent le recours à des techniques de récupération assistée, contiennent trop de carbones pour être traitées par les raffineries actuelles. Tout comme les sables bitumineux, il faut d'abord les transformer en pétrole de synthèse : c'est une étape intermédiaire nécessaire. Jusqu'ici, la production de ces huiles a été modeste, ne justifiant pas la mise sur pied d'une installation de valorisation. Dans l'ensemble, les huiles lourdes n'exigeaient aucune valorisation car elles servaient à fabriquer de l'asphalte. De plus, les installations de valorisation coûtent cher à construire, de sorte que les investisseurs hésitent face à l'incertitude des prix à long terme du pétrole et de la valeur relative des pétroles légers par rapport aux huiles lourdes.

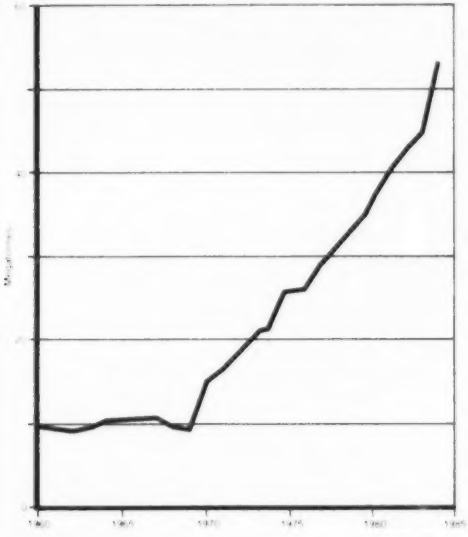
Les huiles lourdes sont cependant appelées à jouer un rôle important pour la stabilité future des ressources énergétiques du Canada.

NewGrade Energy, dont les associés sont Federated Cooperatives et le gouvernement de la Saskatchewan, a commencé l'assemblage d'une installation de valorisation adjacente à la raffinerie Consumers' Cooperative à Regina. On pourra y traiter 8 000 m^3 de pétrole lourd par jour pour ainsi produire des pétroles légers de synthèse destinés soit à la raffinerie Consumers, Cooperative, soit à la vente à d'autres raffineries pour servir de charge d'alimentation. La région de Lloydminster en Saskatchewan et en Alberta, de même que Cold Lake, en Alberta, plus au nord, seraient en mesure de fournir la production pour alimenter une autre installation.

Le pétrole de synthèse de ces installations pourrait être adapté de façon à présenter les qualités requises par les raffineurs. Il serait au moins de qualité équivalente au pétrole brut de synthèse produit dans les usines actuelles de sables bitumineux, et probablement meilleur à certains égards. Les procédés de valorisation pour le brut de synthèse et les pétroles lourds seraient presque semblables, la principale variante se situant aux étapes préliminaires de la préparation de la charge de pétrole lourd ou de bitume destinée à l'équipement.



La production canadienne de charbon augmente rapidement.



LES CARBURANTS LIQUIDES PRODUITS À PARTIR DU CHARBON — UNE OPTION POUR L'AVENIR

Au début du siècle, le charbon était la principale source d'énergie au Canada; il répondait alors à 80 % de nos besoins. Son emploi a chuté avec l'utilisation généralisée du moteur à combustion dans les divers moyens de transport : automobiles, camions, locomotives, navires. En outre, les appareils de chauffage au mazout, sûrs et efficaces, ont supplanté les chaudières au charbon pour le chauffage résidentiel et commercial. La consommation de charbon a atteint son point le plus bas en 1974, alors qu'elle n'a représenté que 9,3 % de la demande d'énergie primaire.

Le charbon redevient pourtant une source d'énergie importante et, comme l'illustre le tableau ci-joint, sa production augmente rapidement. Bien que le gros de la production soit employé comme combustible dans les centrales électriques, on note un regain d'intérêt dans l'utilisation possible des vastes ressources canadiennes de charbon, relativement accessibles, dans le but de produire des combustibles liquides à coût concurrentiel.

La transformation du charbon en combustibles gazeux ou liquides remonte à près de 200 ans. Au cours du XIXe siècle, on distillait et gazéifiait le charbon afin de produire des combustibles gazeux. Ces gaz ont été utilisés pour l'éclairage, le chauffage, ainsi que dans l'industrie, jusqu'à l'avènement du gaz naturel, lequel était meilleur marché.

La production massive d'automobiles au cours de la première moitié du siècle a poussé les pays dépourvus de ressources pétrolières à utiliser le charbon afin de fabriquer des carburants liquides. C'est en 1935, en Allemagne, qu'entrait en production la première usine commerciale fabriquant du carburant liquide à partir du charbon.

Ce type de production a décliné après la Seconde Guerre mondiale, en raison de l'abondance mondiale de pétrole à bon marché. Hormis les États-Unis où l'on compte quelques usines expérimentales, seule l'Afrique du Sud a continué à fabriquer commercialement des caburants liquides, car elle possède de vastes gisements de charbon, mais peu de pétrole.

Au Canada, on a entrepris des travaux de recherche afin d'améliorer l'efficacité des techniques de transformation du charbon. En règle générale, on tente d'accroître la quantité de pétrole synthétique par tonne de charbon. Les techniques courantes, y compris celles qui sont utilisées en Afrique du Sud, ne sont pas rentables dans le contexte énergétique qui prévaut actuellement au Canada.

Comment les carburants liquides sont-ils produits à partir du charbon?

Avant de décrire les techniques de production des carburants liquides à partir du charbon, il importe d'examiner quelques aspects économiques de cette question. La disponibilité des ressources ne pose certes pas de problème, car au Canada les réserves prouvées de charbon sont énormes. Les réserves mesurées et indiquées d'intérêt immédiat (c'est-à-dire les gisements de charbon découverts et partiellement délimités, mais pas tous nécessairement exploitables en raison des prix actuels) totalisent plus de 60 milliards de tonnes. Le contenu énergétique de ces réserves représente 460 fois notre consommation annuelle de pétrole brut. En outre, l'industrie canadienne des charbonnages est établie depuis longtemps et elle est concurrentielle sur les marchés mondiaux.

Si le Canada possède les ressources pour fabriquer des carburants liquides à partir du

charbon, il lui a été jusqu'à présent plus facile et plus économique de produire du pétrole classique. Mais à mesure que nos réserves de pétrole brut léger naturel diminuent, la situation peut changer. Il y a quelques décennies seulement, on considérait comme non rentable la production de pétrole synthétique à partir des sables bitumineux ou du pétrole lourd. L'emploi du charbon comme matière première pour la fabrication de carburants liquides ne se généralisera pas dans un avenir immédiat; il s'agit malgré tout d'une option valable à long terme.

Il existe trois techniques principales pour fabriquer des carburants liquides à partir du charbon. Toutes trois modifient la nature même du charbon afin d'en faire des liquides ou des charges d'alimentation raffinables en carburants.

Le charbon est composé presque exclusivement de carbone et il contient beaucoup d'impuretés non combustibles. Pour en faire des carburants liquides, il faut modifier la composition du charbon. À cette fin, on emploie principalement trois techniques :

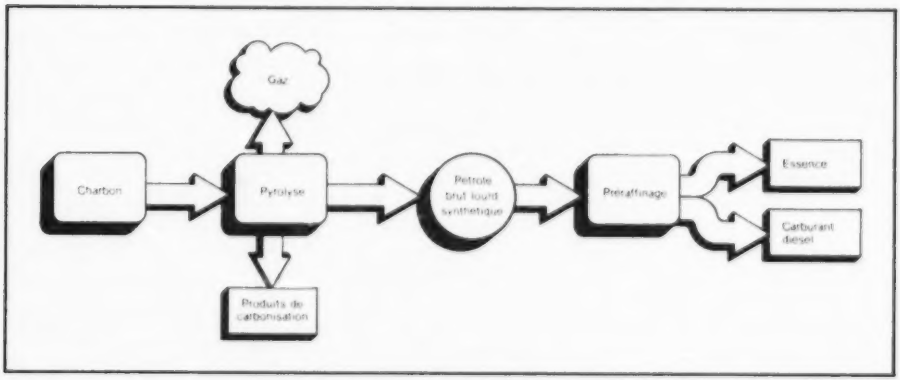
- Pyrolyse — Procédé qui utilise la chaleur afin de retirer du charbon les substances volatiles dont la partie liquide peut être raffinée en liquides utilisables. Ce procédé donne du carbone résiduel (coke). La pyrolyse consiste essentiellement à enlever des atomes de carbone plutôt qu'à ajouter des atomes d'hydrogène.
- Liquéfaction indirecte — Procédé dans lequel on traite le charbon afin d'obtenir un mélange gazeux du monoxyde de carbone et d'hydrogène, qu'on fait ensuite réagir avec un catalyseur pour produire un combustible liquide.
- Liquéfaction directe — Procédé dans lequel la structure du charbon est partiellement rompue par l'ajout d'hydrogène et par l'emploi d'un solvant tiré du charbon.

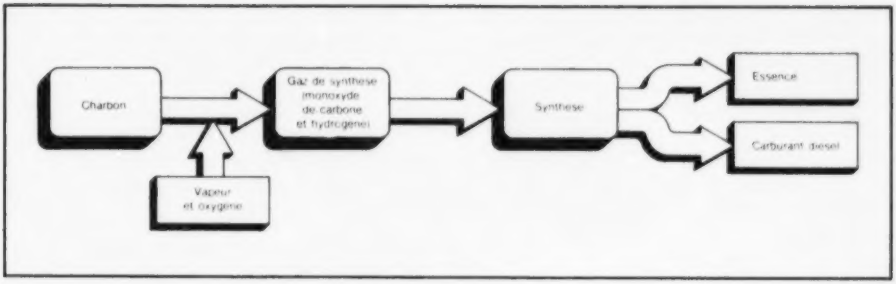
La pyrolyse est le procédé le plus simple. On obtient des produits de carbonisation, riches en carbone, et du pétrole brut lourd synthétique. Avant l'utilisation généralisée du gaz naturel, on se servait de ce procédé pour fabriquer des gaz combustibles en chauffant le charbon à haute température en l'absence d'air. Les gaz volatils, appelés gaz de ville, étaient extraits du charbon, et l'on s'en servait pour l'éclairage, le chauffage et la cuisson. Le principal problème de la pyrolyse est son faible rendement : environ 175 litres par tonne de charbon.

La liquéfaction indirecte est un procédé de transformation en deux étapes donnant d'abord un mélange de gaz, lequel est ensuite liquéfié. Mis au point en Allemagne avant la Seconde Guerre mondiale, c'est ce procédé qui est employé dans la seule usine commerciale de transformation du charbon au monde, soit celle de la SASOL (South African Coal, Oil and Gas Co.), en Afrique du Sud.

Dans ce procédé, on fait réagir le charbon avec de la vapeur et de l'oxygène sous haute pression et haute température, ce qui produit un mélange de gaz, principalement du monoxyde de carbone et de l'hydrogène. La

Pyrolyse du charbon.





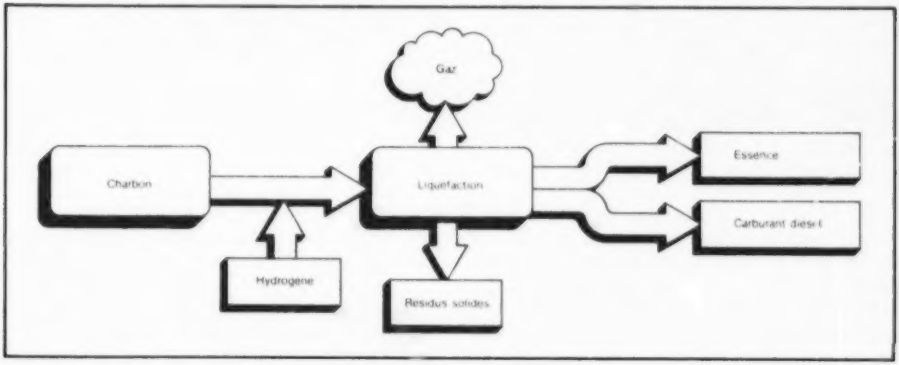
Liquéfaction indirecte du charbon.

synthèse de ces gaz, réalisée à l'aide d'un catalyseur, donne des combustibles liquides. Au cours de la synthèse, les liens chimiques qui avaient été brisés pour former les gaz doivent être partiellement reconstitués, ce qui rend le procédé fondamentalement inefficace. Toutefois, ce procédé permet d'employer des charbons de qualité variable ou même de la biomasse, tout en donnant des liquides de haute qualité. Le rendement de la liquéfaction indirecte est supérieur au rendement de la pyrolyse, mais les combustibles produits demeurent malgré tout très dispendieux.

La liquéfaction directe ne comporte qu'une étape, et les liquides sont produits directement à partir du charbon par ajout d'hydrogène. De nouveaux procédés de liquéfaction directe (aussi appelée hydroliquéfaction) donnent plus de combustible liquide et moins de carbone résiduel. Dans ce type de procédé, on fait réagir du charbon pulvérisé avec des quantités supplémentaires d'hydrogène ou des solvants riches en hydrogène, sous des températures et des pressions élevées. Ce procédé emploie des catalyseurs, lesquels sont des substances qui favorisent les réactions chimiques. Le choix des catalyseurs détermine dans une certaine mesure le type de liquide qui sera produit. Ce procédé présente toutefois un désavantage : les hydrocarbures plus lourds et les impuretés présentes dans le charbon ont tendance à désactiver rapidement le catalyseur, ce qui rend le procédé coûteux. L'hydroliquéfaction donne des rendements jusqu'à trois fois supérieurs aux rendements obtenus à l'aide de la pyrolyse ou de la liquéfaction indirecte. De plus, les liquides ainsi produits sont de meilleure qualité que le pétrole lourd ou le bitume extrait des sables pétrolifères.

Après leur raffinage, les liquides produits à partir du charbon sont plus ou moins identiques aux carburants classiques. Leur composition chimique n'en fait pas de bons subs-

Liquéfaction directe du charbon.



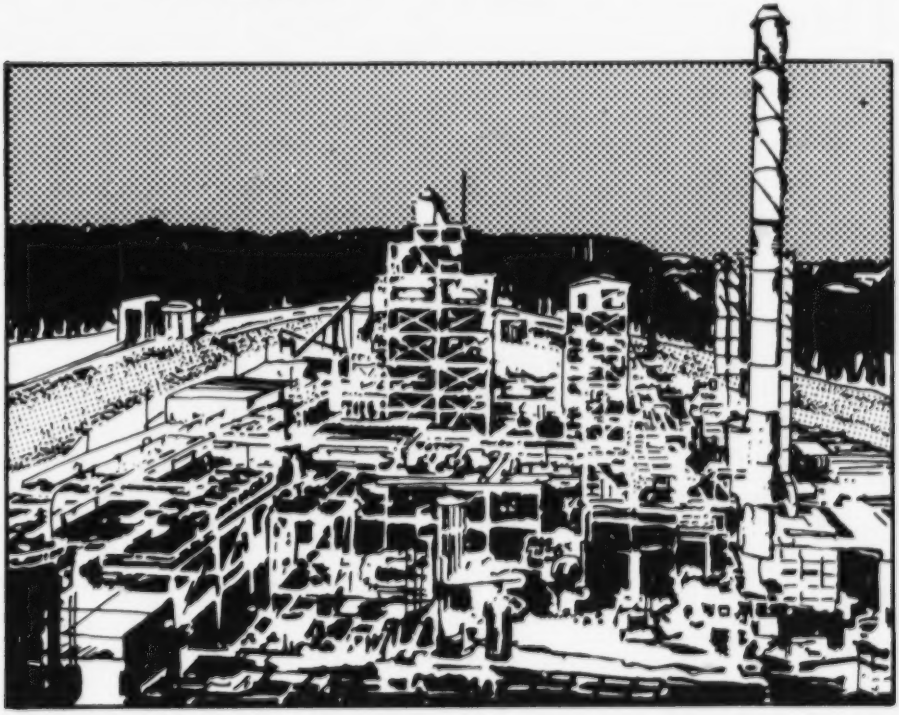
tituts du carburant diesel, défaut qu'ils ont d'ailleurs en commun avec le pétrole brut synthétique tiré des sables bitumineux.

Dans le domaine de la transformtion du charbon, la plupart des travaux de recherche visent actuellement à améliorer la rentabilité de l'hydroliquéfaction. Il va de soi que pour avoir un avenir commercial, les techniques de transformation du charbon doivent pouvoir concurrencer les autres modes de production des carburants liquides.

du charbon réalisée à une même échelle; en outre, la composition chimique du bitume et du pétrole lourd est plus proche de celle du produit final, le pétrole synthétique, que ne l'est celle du charbon. De plus, le Canada possède de vastes réserves de sables bitumineux et de pétrole lourd qui assureront notre approvisionnement pendant plusieurs centaines d'années.

Il existe tout de même d'autres moyens d'utiliser le charbon pour la fabrication des

Les usines d'hydroliquéfaction, comme celle-ci au Kentucky, sont des installations industrielles complexes et coûteuses. La production de carburants liquides à partir du charbon n'est pas encore rentable au Canada.



Au Canada, les carburants liquides tirés du charbon ne sont pas concurrentiels face aux carburants provenant des sables bitumineux ou du pétrole lourd. Il est peu probable que cette situation change, et cela, pour deux raisons : l'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux coûte moins cher que l'exploitation

combustibles liquides. Le cotraitement du charbon et du pétrole lourd suscite beaucoup d'intérêt chez les chercheurs. C'est d'ailleurs une priorité du programme de recherche du gouvernement fédéral. De plus, les chercheurs du Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie sont à la fine pointe

des travaux dans ce domaine. Ce procédé consiste à mélanger du charbon finement pulvérisé à du pétrole lourd, à du bitume ou aux liquides résiduels visqueux résultant du raffinage du pétrole naturel. Au cours du préraffinage, une partie du charbon introduit comme charge d'alimentation est liquéfiée, ce qui a pour effet d'augmenter la quantité totale de pétrole synthétique.

Cette technique convient particulièrement aux ressources dont dispose le Canada. Le charbon y est abondant et la plupart des gisements sont situés à distance raisonnable des réserves de matières premières utilisées pour la production du pétrole synthétique. Selon des études techniques et économiques préliminaires, le coût global du pétrole synthétique obtenu par cotraitement pourrait être égal à celui du pétrole synthétique tiré des sables bitumineux ou du pétrole lourd. Il faudra réaliser d'autres travaux de recherche afin de cerner les avantages techniques et économiques globaux du cotraitement. Malgré tout, c'est probablement cette technique qui nous permettra, un jour, de produire commercialement du pétrole synthétique à partir du charbon.

Les principaux gisements de charbon au Canada. Le charbon de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan pourrait être cotraité avec le pétrole lourd.

Source : Association charbonnière canadienne (1985)

LA PRODUCTION D'ESSENCE À PARTIR DU MÉTHANOL

En plus des principales techniques décrites jusqu'ici, il existe un autre procédé de fabrication de l'essence synthétique. En effet, la société Mobil Oil fabrique de l'essence à partir du méthanol, par un procédé connu sous le nom de « M-Gasoline ».

On fabrique le méthanol, un hydrocarbure oxygéné relativement simple, en faisant réagir sous pression un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène (mélange connu sous le nom de « gaz de synthèse »), en présence d'un catalyseur. Le gaz de synthèse peut être produit à partir d'une gamme variée de matières premières. Il est principalement fabriqué par reformage du gaz naturel à la vapeur, procédé qui consiste à combiner vapeur et méthane (le composant principal du gaz naturel) en présence d'un catalyseur au nickel. On peut aussi fabriquer du méthanol à partir du charbon et de matières organiques, tels les résidus agricoles et les déchets municipaux, bien que dans ce cas, le procédé soit différent et plus complexe.

Dans le procédé M-Gasoline, on transforme d'abord le gaz de synthèse en méthanol, lequel est à son tour transformé en essence à l'aide de catalyseurs spéciaux. Les liquides ainsi produits contiennent une proportion élevée d'essence de qualité, ainsi que d'autres hydrocarbures gazeux et de l'eau. Le procédé M-Gasoline est employé commercialement en Nouvelle-Zélande, pays riche en gaz naturel mais pauvre en pétrole. Dans le procédé M-Gasoline, c'est le gaz naturel qui est employé comme matière première.

Le procédé M-Gasoline consomme toutefois une part appréciable de l'énergie contenue dans le gaz naturel, ce qui pénalise le rendement du procédé à chaque étape du traitement. Mais pour un pays comme la Nouvelle-Zélande, fortement dépendante des importations de pétrole, cette pénalité énergétique est un moindre mal. Au Canada, où l'essence à base de méthanol aurait à concurrencer d'autres carburants, le procédé serait probablement moins attrayant.

On peut utiliser d'autres substances pour la production de méthanol, lequel sera transformé en essence par le procédé M-Gasoline. Leur utilisation dépend en définitive de leur rentabilité. La transformation du charbon en méthanol est un procédé à faible rendement, tout comme la transformation du charbon en pétrole synthétique. Quant à l'utilisation de la biomasse (déchets organiques) pour la fabrication de méthanol, elle n'est pas encore rentable.

LES NOUVELLES TECHNIQUES DE FABRICATION DES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES

Au Canada et ailleurs dans le monde, les chercheurs mettent au point de nouvelles méthodes de fabrication des carburants liquides à partir des matières premières de remplacement. L'une des ces nouvelles techniques est la production d'essence et de carburant diesel en une seule étape à partir du gaz naturel. Grâce à des catalyseurs spéciaux, le gaz naturel pourrait être transformé directement en carburant liquide. Ce procédé fait appel à la sélectivité du catalyseur.

On tente aussi d'améliorer la liquéfaction indirecte du charbon en vue de produire sélectivement certains hydrocarbures, ce qui permettrait d'accroître le rendement du procédé. Ainsi, la transformation du charbon en carburants liquides pourrait devenir plus rentable.

Les travaux de développement portent également sur l'hydrocraquage, c'est-à-dire l'ajout d'hydrogène aux charges de départ riches en carbone. L'hydrocraquage est de plus en plus utilisé dans le raffinage du pétrole classique et du pétrole synthétique. Dans le cas des charges de départ lourdes, l'ajout d'hydrogène permet de réduire la quantité de carbone résiduel, d'où une amélioration du rendement et de la rentabilité du procédé.

L'AVENIR DES CARBURANTS SYNTHÉTIQUES DANS LE BILAN ÉNERGÉTIQUE CANADIEN

Malgré l'ampleur des projets canadiens d'exploitation des sables bitumineux et du pétrole lourd, nous avons à peine débuté l'exploitation de ces ressources. Celles-ci renferment une quantité énorme d'énergie pouvant amplement satisfaire aux besoins énergétiques du Canada pendant des siècles. Mais comme nous l'avons mentionné précédemment, la transformation de ces matières premières en pétrole synthétique ainsi que son raffinage subséquent sont à la fois difficiles et coûteux.

Si l'on tente de prévoir l'avenir des carburants synthétiques, on doit tenir compte de plusieurs facteurs : le rôle des carburants pétroliers dans les transports au Canada, la quantité de pétrole naturel facilement exploitable qu'il nous reste, et les défis techniques et économiques que représente la production du pétrole synthétique.

Le rôle des carburants pétroliers dans les transports au Canada

L'essence, le carburant diesel et le carburéacteur sont les carburants idéaux, tant du point de vue économique et que technique. En effet, on peut les produire en grande quantité, leur manutention est relativement sûre et, point important s'il en est un, ils fournissent le type d'énergie nécessaire à la propulsion de nos automobiles, camions, trains et aéronefs.

Les carburants pétroliers conviennent à nos véhicules, et l'infrastructure des transports au Canada est précisément fondée sur l'emploi de ces carburants. Voilà qui milite fortement, du point de vue économique, en leur faveur. L'utilisation de nouveaux carburants nécessiterait la mise en place d'un réseau de distribution adéquat ou des modifications importantes à la technologie des moteurs, ce qui pourrait entraîner sans aucun doute une augmentation des coûts. Certains des nouveaux carburants, tels le propane et le gaz naturel, présentent toutefois moins d'inconvénients de cette nature en raison de leur disponibilité et de leur faible coût. L'utilisation actuelle de ces carburants gazeux est malgré tout limitée, quoique non négligeable.

Selon les estimations gouvernementales, les carburants tirés du pétrole continueront à propulser la grande majorité de nos véhicules. Cela ne signifie pas que les nouveaux carburants n'ont pas d'avenir, mais seulement que leur développement et leur utilisation seront progressifs.

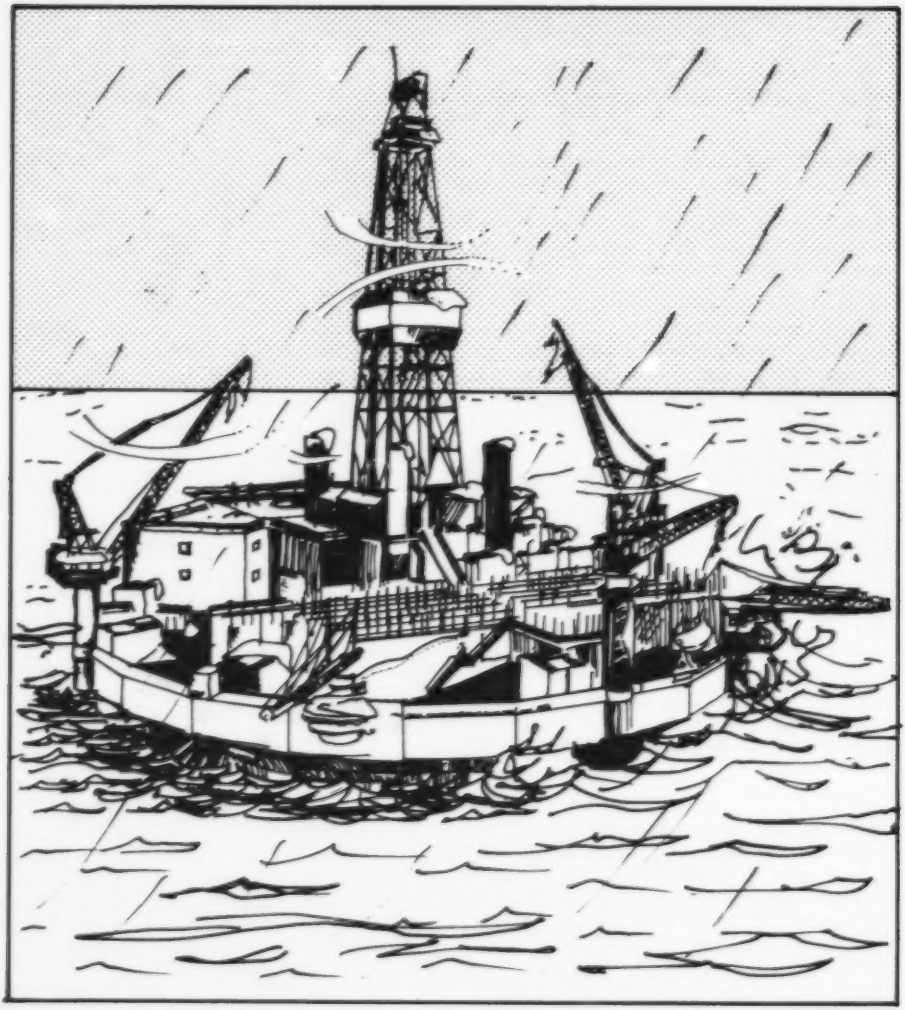
Combien nous reste-t-il de pétrole facilement exploitable?

Dans l'Ouest canadien, les réserves de pétrole brut léger diminuent peu à peu. Au rythme actuel de notre consommation, nos réserves établies de pétrole naturel dureront à peine une dizaine d'années.

Le pétrole synthétique n'est pas la seule ressource de rechange. En effet, les travaux d'exploration dans l'Arctique et au large des côtes de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse ont révélé la présence de gisements importants de pétrole léger dans ces régions. Même si ce pétrole est léger et de haute qualité, il se trouve néanmoins dans des régions difficiles d'accès. Le pétrole des régions pionnières coûtera beaucoup plus cher à produire que le pétrole léger de l'Ouest canadien.

Les défis techniques et économiques de la production du pétrole synthétique

De tous les défis associés à la production du pétrole synthétique, ce sont probablement les défis économiques qui sont les plus manifes-



Les conditions sont dures au large des côtes et le forage pétrolier y est difficile et coûteux.

tes. L'usine Syncrude, terminée en 1978, a coûté 2,3 milliards de dollars. Si elle était construite aujourd'hui, son coût serait encore plus élevé. Pour entreprendre des projets de cette envergure, on doit nécessairement avoir une certaine confiance dans la rentabilité de l'opération.

Outre les défis économiques, il y a aussi de nombreux défis techniques. À cet égard, mentionnons la récupération in situ du pétrole lourd et du bitume profondément enfouis dans le sol, la nécessité de rééquiper les raffineries pour qu'elles puissent traiter le pétrole synthétique, la mise au point de techniques rentables de fabrication de combustibles à partir du charbon, ainsi que les questions environnementales liées à toutes ces techniques. Au Canada, les chercheurs des secteurs privé et public relèvent graduellement ces défis en

créant de nouveaux procédés tout en assurant un approvisionnement suffisant en carburants de haute qualité.

Bon nombre de Canadiens se préoccupent des incidences environnementales de la production de pétrole synthétique. Le fait qu'il s'agisse de nouvelles techniques est en soi un gage de sécurité, car elles ont été conçues en tenant compte expressément de la protection de l'environnement. Les nombreuses sociétés qui oeuvrent dans ce domaine investissent d'importantes ressources humaines et financières afin de s'assurer que leurs usines n'auront pas d'incidences néfastes sur l'environnement. De plus, les règlements provinciaux et fédéraux assurent le respect de l'environnement.

Somme toute, le Canada continuera à dépendre des carburants pétroliers pendant de nombreuses années encore. À mesure que les réserves de pétrole classique diminueront, le pétrole synthétique pourra satisfaire à une partie de nos besoins. Certes, il nous faudra relever les défis techniques et économiques que nous venons de mentionner, mais les résultats obtenus jusqu'à présent témoignent de notre capacité de réussir.

GLOSSAIRE

Agent tensio-actif	Liquide ajouté à une émulsion afin d'assurer la cohésion des liquides composant l'émulsion.
Biomasse	Matières d'origine végétale, y compris les résidus agricoles, le bois et le fumier.
Bitume	Mélange visqueux d'hydrocarbures qui existe à l'état naturel, mais n'est pas économiquement récupérable par les méthodes classiques. Désigne aussi les résidus d'hydrocarbures produits par le raffinage de certains pétroles bruts.
Carburant diesel	Mazout de haute qualité utilisé dans les moteurs à allumage par compression. Il en existe différentes qualités : l'ordinaire a un indice de cétane de 40 à 45, et le super a un indice de cétane de 45 à 50.
Carburants synthétiques	Carburants liquides ou gazeux, similaires à ceux qui sont tirés du pétrole brut léger mais fabriqués à partir d'autres substances : bitume, pétrole lourd, gaz naturel, charbon ou biomasse.
Catalyseur	Substance qui, sans subir de modification chimique, facilite une réaction chimique et permet à celle-ci d'avoir lieu même dans des conditions défavorables (par exemple, à température ou à pression plus faible qu'à l'ordinaire).
Cétane	Hydrocarbure liquide, de formule $C_{16}H_{34}$, employé comme carburant étalon pour les moteurs diesel en raison de ses excellents propriétés de combustibilité.
Coke	Résidu solide du charbon ou du pétrole brut après élimination des hydrocarbures volatils par distillation ou craquage. Peut être employé comme charges d'alimentation pour la fabrication du gaz de synthèse.
Colonne de fractionnement	Tour verticale servant à séparer des gaz ou des liquides en fractions selon leurs points d'ébullition.
Combustion in situ	Technique visant à extraire le pétrole contenu dans les gisements de pétrole lourd et les gisements profonds de sables pétrolifères. Cette technique consiste à brûler le pétrole brut dans la roche réservoir afin de le rendre moins visqueux et d'en permettre ainsi l'extraction par pompage.
Condensat	Mélange de pentanes et d'hydrocarbures plus lourd retiré des puits de pétrole ou de gaz; ils sont gazeux à la production mais se liquéfient en refroidissant à la surface.
Corrosion	Érosion d'une surface métallique causée par la réaction chimique du métal et des substances avec lesquelles il est en contact.
Cylindre	Dans un moteur, espace cylindrique occupé par un piston, une bielle et des segments d'étanchéité, ainsi que par des soupapes qui assurent l'admission du mélange combustible et l'échappement des gaz de combustion.
Déplacement continu par vapeur d'eau	Technique de récupération assistée du pétrole (RAP) similaire à l'injection de vapeur, sauf qu'elle emploie plusieurs puits productifs.
Distillation	Procédé qui consiste à chauffer un liquide jusqu'à son point d'ébullition et à recueillir et condenser la vapeur ainsi produite (voir Distillation fractionnée).

Distillation fractionnée	Procédé qui permet de séparer un mélange composé de liquides de volatilité différente, comme le pétrole brut, en ses divers composants. À cette fin, on chauffe le mélange et l'on condense chaque fraction vaporisée qui est recueillie.
Émulsion	Mélange laiteux de deux liquides, l'un étant disperse sous forme de fine gouttelettes dans l'autre.
Émulsionnant	*Voir* Agent tensio-actif.
Essence	Mélange raffiné d'hydrocarbures liquides et volatils tirés du pétrole, et dont l'indice d'octane est compris entre 60 et 100; utilisé comme carburant dans les moteurs à allumage par étincelle.
Forage dirigé	Technique de forage par rotation qui permet de forer obliquement un puits afin de contourner un obstacle ou d'atteindre des zones latérales.
Fraction	Produit de raffinage ou de distillation contenant tous les composés dont le point d'ébullition est compris entre deux températures ou points de coupe choisis arbitrairement. Le naphta, le kérosène et les mazouts sont des fractions.
Fractionnateur	*Voir* colonne de fractionnement.
Fractionnement	*Voir* distillation fractionnée.
Gaz de pétrole liquéfié	Groupe d'hydrocarbures gazeux, principalement du butane et du propane, produit lors de l'extraction de pétrole brut et de gaz naturel; c'est aussi un sous-produit du raffinage. Ces gaz sont comprimés sous forme liquide afin d'en faciliter le stockage, le transport ainsi que l'emploi comme combustibles.
Gaz de ville	Gaz combustible à teneur élevée en hydrogène, tiré du charbon.
Gaz naturel	Mélange inflammable d'hydrocarbures gazeux, principalement du méthane. Existe à l'état naturel et est habituellement associé au pétrole brut.
Gazéification	Production de méthane à partir du charbon ou de biomasse; on amène les charges de départ à température élevée, sous haute pression, en présence d'une quantité restreinte d'oxygène.
Gazole	Fraction lourde de raffinage (point d'ébullition entre 232° C et 426° C) utilisée dans l'industrie et comme carburant dans les moteurs diesel.
GPL	*Voir* Gaz de pétrole liquéfié.
Hydrocarbure	Terme désignant une vaste famille de composés chimiques contenant uniquement des atomes de carbone et d'hydrogène et qui sont à la base de tous les produits pétroliers. Les hydrocarbures qui ont peu d'atomes de carbone sont gazeux et ceux qui en ont en grand nombre sont solides.
Hydrocraquage	Procédé de raffinage qui sépare les hydrocarbures lourds en fractions plus légères et qui consiste à ajouter de l'hydrogène sous haute pression en présence d'un catalyseur acide.
Hydrogène	Le plus simple et le plus léger des éléments. Dans sa forme moléculaire, c'est un gaz incolore, inodore et sans goût, mais on ne le retrouve pas sous cette forme dans la nature.

Hydroliquéfaction	Production de combustibles liquides à partir du charbon par liquéfaction directe, avec ajout d'hydrogène.
Hydrotraitement	Procédé de raffinage qui consiste à ajouter de l'hydrogène afin de retirer du flot de produits les impuretés, tels les métaux et le soufre.
Indice de cétane	Mesure du degré de combustibilité d'un carburant diesel par rapport à un mélange de n-cétane (indice de cétane = 100) et d'alpha-méthylnaphtalène (indice de cétane = 0), évaluée dans un moteur étalon. Plus l'indice de cétane est élevé, plus le carburant s'enflamme rapidement. Les moteurs diesel modernes ont besoin d'un carburant dont l'indice de cétane est d'au moins 40.
Indice d'octane	Valeur arbitraire qui indique les propriétés antidétonantes d'une essence. Indique dans quelle mesure un carburant résiste à l'allumage précoce. À de l'isooctane (indice d'octane = 100), on ajoute du n-heptane (indice d'octane = 0) afin d'obtenir un mélange ayant les mêmes propriétés antidétonantes que l'essence testée. La proportion d'isooctane dans le mélange donne l'indice d'octane de l'essence. Les essences disponibles sur le marché ont habituellement un indice d'octane de 92 à 100.
Injection cyclique de vapeur	Technique de récupération qui consiste à injecter de la vapeur dans une formation contenant du bitume. Un mélange chaud de bitume, d'eau et de gaz est ensuite retiré par le même puits qui a servi à l'injection.
Injection d'alcalis et de polymères	Technique de récupération assistée du pétrole qui consiste à injecter de la soude caustique et un liquide polymère épais dans une zone contenant du pétrole lourd afin de le décoller de la roche et du sable, et de le pousser vers le puits productif.
Liquéfaction directe	Procédé de fabrication de combustibles liquides à partir du charbon. On ajoute de l'hydrogène aux charges de départ, lesquelles sont dispersées dans une boue de pétrole tirée du charbon.
Liquéfaction indirecte	Production de combustibles liquides à partir du charbon utilisant un procédée intermédiaire de gazéification.
Méthane	Gaz inflammable, incolore et inodore, de formule CH_4, ce qui en fait le plus simple des hydrocarbures. C'est le principal composant du gaz naturel.
Méthanol	Liquide toxique et incolore, de formule CH_3OH, c'est l'alcool le plus simple de la série. Aussi appelé alcool méthylique.
M-Gasoline	Dénomination d'un procédé de fabrication d'essence synthétique à partir du méthanol, mis au point par la société Mobil Oil.
Moteur à piston	Type de moteur caractérisé par le mouvement alternatif de pistons logés dans des cylindres. La plupart des autombiles sont équipées d'un moteur à piston.
Naphta	Fraction pétrolière dont le point d'ébullition se situe entre 70° C et 200° C. Son indice d'octane est trop faible pour qu'il puisse être employé directement comme essence.
Pénalité énergétique	Proportion de l'énergie contenue dans une charge de départ et qui est consommée lors du traitement de cette charge.
Pentane	Hydrocarbure liquide, incolore et inflammable, de formule C_5H_{12}, tiré du pétrole et présent dans l'essence.

Pétrole brut	Pétrole à l'état naturel qui peut être extrait de façon économique au moyen d'un puits. Il s'agit d'un mélange de nombreux hydrocarbures différents et d'impuretés; la composition du pétrole brut varie selon le lieu de production.
Pétrole brut léger	Pétrole brut qui donne des quantités relativement élevées d'essence, de naphta et de kérosène.
Pétrole brut lourd	Pétrole brut à viscosité et point d'ébullition élevés, dont une partie seulement est récupérable à l'aide des techniques classiques.
Pétrole brut moyen	Pétrole brut dont la viscosité se situe entre celles du pétrole brut lourd et du pétrole brut léger.
Pétrole brut non sulfuré	Pétrole brut à faible teneur en soufre et ne nécessitant pas de traitement spécial.
Pétrole brut synthétique	Pétrole produit par le traitement du pétrole lourd et du bitume.
Pétrole lourd	Pétrole extrait de gisements dont la consistance se situe à mi-chemin entre celles des sables bitumineux et du pétrole léger. Dans des conditions normales, le pétrole lourd s'écoule très lentement ou ne s'écoule pas du tout.
Pétrole synthétique	Voir Pétrole brut synthétique.
Piston	Organe du moteur qui coulisse dans le cylindre sous l'effet de l'explosion du carburant.
Polymère	Substance formée par le regroupement de plusieurs molécules simples identiques (appelés monomères) en molécules géantes. Par exemple, le polyéthylène est un polymère de l'éthylène.
Préraffinage	Conversion du bitume ou du pétrole lourd en pétrole brut synthétique.
Propane	Hydrocarbure gazeux lourd, volatil et incolore, de formule C_3H_8, facilement liquéfiable à température ambiante. C'est le principal composant du gaz de pétrole liquéfié. Peut être extrait du gaz naturel et peut aussi être produit lors du raffinage.
Pyrolyse	Modification chimique sans oxydation causée par l'action de la chaleur. Provoque habituellement la rupture des molécules complexes en molécules simples, comme dans le cas de la conversion des déchets organiques en gaz combustibles.
Raffinage	Ensemble de procédés visant à séparer le pétrole brut en ses divers constituants chimiques, lesquels sont par la suite transformés en produits utilisables.
Récupérable	Se dit des ressources qu'on peut extraire à l'aide des techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles.

Récupération assistée du pétrole (RAP)	Procédé qui consiste à augmenter artificiellement le débit, afin d'extraire le pétrole encore présent dans un champ épuisé.
Récupération au solvant	Technique de récupération assistée de pétrole (RAP) qui emploie des solvants afin d'accroître le débit des pétroles lourds.
Récupération in situ	Récupération « sur place » du pétrole lourd et des sables pétrolifères à l'aide de techniques qui ne nécessitent pas l'enlèvement des sables, comme c'est le cas avec les techniques d'exploitation à ciel ouvert.
Récupération par injection de vapeur	Technique de récupération in situ qui consiste à injecter de la vapeur sous haute pression afin d'extraire le pétrole lourd et le bitume contenu dans les sables pétrolifères; l'injection peut être cyclique (à l'aide d'un seul puits) ou continue (à l'aide de puits d'injection et de production séparés).
Récupération primaire	Se dit des techniques classiques de production de pétrole par puits qui utilisent la pression naturelle de la formation pétrolifère ainsi que des pompes en tête de puits.
Récupération	Dans le cas du pétrole brut visqueux, désigne les procédés secondaire d'extraction qui nécessitent le maintien artificiel de la pression dans la formation réservoir.
Réserves	Partie d'une ressource identifiée dont on connaît la quantité et la qualité et dont on peut extraire de l'énergie à l'aide des techniques courantes.
Réserves de pétrole classique	Pétrole brut et condensats qui peuvent être extraits d'une roche réservoir souterraine à l'aide des techniques classiques de production.
Sables bitumineux	Dépôts sédimentaires de sable grossier imprégné de pétrole lourd, d'aspect bitumineux, trop visqueux pour être extrait par les puits classiques.
Soude caustique	Nom commun de l'hydroxyde de soude (NaOH). Alcali puissant et très corrosif, il se présente sous forme de composé cristallin blanc.
Stimulation par la vapeur	*Voir* Injection de vapeur.
Terrains stériles	Couche de sable, de gravier et de schiste qui recouvre les gisements de sables bitumineux.
Trou de sonde (aussi appelé sondage)	Trou creusé dans le sol à l'aide d'un outil de forage dans le but de rechercher des hydrocarbures ou de relâcher les accumulations de gaz.
Viscosité	Mesure de la résistance à l'écoulement d'un liquide à une température donnée.
Volatil(e)	Qui se vaporise facilement à température relativement faible.

Available in English under the title
FUTURE TRANSPORTATION FUELS
SYNTHETIC FUELS

Énergie, Mines et Ressources Canada

L'hon. Marcel Masse
Ministre

Energy, Mines and Resources Canada

Hon. Marcel Masse
Minister